



# ÉNERGIES ET PRÉJUGÉS:

LUMIÈRE SUR LES  
IDÉES REÇUES DE LA  
TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

---



**andera**  
PARTNERS

# EDITO

**T**ous les grands bouleversements de nos sociétés se sont réalisés malgré une opposition puissante, influente et convaincue. La transition énergétique ne fait pas exception. Elle a toujours eu des détracteurs : les sociétés pétrolières, les écolos sceptiques, les conservateurs, les complotistes...

Mais depuis la 2<sup>e</sup> investiture de Donald Trump en janvier 2025, les discours anti-écologiques et la désinformation se sont répandus partout : dans les médias, dans nos diners de famille, dans les programmes de nos partis politiques, à la machine à café des bureaux...

Nous travaillons dans le secteur des énergies renouvelables depuis 20 ans. Notre parole est donc par définition suspecte et c'est probablement pour cela que nous ne nous exprimons jamais sur le sujet.

Pourtant, notre expérience nous donne accès à des données concrètes, des retours de terrain et une compréhension fine des enjeux, que nous estimons utile de partager.

Alors aujourd'hui, à travers ce livre, et en collaboration avec des experts du secteur, nous avons choisi de partager une vision claire, documentée et accessible de la transition énergétique

L'objectif n'est pas de vendre un idéal, mais de fournir des éléments concrets pour distinguer les idées reçues des réalités. Vous découvrirez les forces et les limites de cette transformation, sans embellissement, sans parti pris : simplement des faits, des données, et des perspectives éclairées.

Aussi imparfaite soit-elle, la transition est la meilleure solution que nous ayons et son adoption doit être massive et rapide. Nous espérons que cette lecture vous en convaincra.

Bonne lecture !



**PRUNE  
DES ROCHES**

Associée  
Andera Infra



**GUY  
AUGER**

Associé  
Andera Infra



**PIERRE  
FLIN**

Chargé d'Affaires  
Andera Infra

Avec la participation de :



# INTRODUCTION

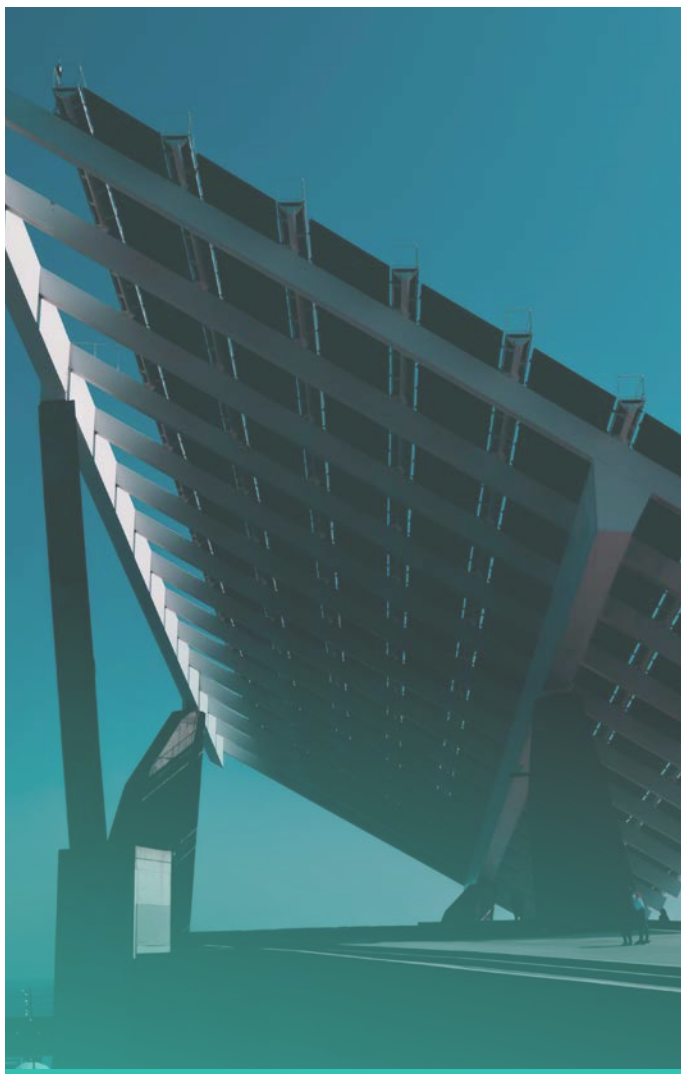
L'énergie n'est pas une thématique secondaire. Elle touche directement à la souveraineté nationale, au pouvoir d'achat des ménages et à l'avenir industriel et climatique de la France et de l'Europe. Face à la montée des prix, face à la recrudescence des aléas climatiques, elle est devenue un enjeu incontournable dont se sont emparés les responsables politiques, les médias et les citoyens.

De nombreux acteurs du secteur de l'énergie ont pris la parole ces derniers temps pour décortiquer les idées reçues qui entourent les piliers de la transition énergétique : les énergies renouvelables, le réseau électrique et la décarbonation des transports. Ces prises de position témoignent d'un double constat. D'abord, elles soulignent à quel point le sujet énergétique occupe aujourd'hui une place centrale dans l'opinion publique. Ensuite, elles révèlent une réalité préoccupante : la montée de la désinformation.

L'explosion d'informations accessibles en continu, souvent relayées sans vérification, simplifiées, décontextualisées a favorisé la diffusion de messages trompeurs, simplistes ou volontairement biaisés. Qu'il s'agisse d'exagérer les coûts de la transition, de minimiser les bénéfices économiques des renouvelables ou de caricaturer le rôle du nucléaire, ces narratifs détournent l'attention des vrais enjeux et alimentent la confusion dans l'opinion publique.

Nous adressons ici nos remerciements à celles et ceux qui ont pris le temps de partager leurs analyses et d'apporter des réponses claires face à des discours souvent fallacieux.

Le véritable ennemi de la transition énergétique n'est pas la controverse, mais l'inaction. L'absence de dynamique collective, l'instabilité politique et l'attention détournée par l'actualité immédiate ralentissent la construction d'une économie durable et mettent en péril nos objectifs de décarbonation. La transition énergétique est un défi transgénérationnel. Elle appelle à dépasser les idées reçues, à restaurer la confiance et à engager résolument un effort commun.



## EDITO

p . 1

## INTRODUCTION

p . 2

# 1

p . 5-6

## OPINION ET SOCIÉTÉ

- **Idée reçue #1** : la transition énergétique n'est pas soutenue par les citoyens.
- **Idée reçue #2** : la transition énergétique est l'affaire d'une élite déconnectée.

# 2

p . 7-17

## COÛTS ET INVESTISSEMENTS

- **Idée reçue #3** : la facture électrique des français a doublé en 10 ans, à cause des énergies renouvelables.
- **Idée reçue #4** : la transition énergétique va coûter 300 Mds € aux contribuables.
- **Idée reçue #4.1** : les EnR coûtent plus cher que les autres sources d'énergie.
- **Idée reçue #4.2** : des investissements significatifs sont nécessaires sur le réseau électrique pour l'adapter à l'intermittence des ENR.
- **Idée reçue #5** : les prix négatifs sont le symptôme d'une inefficacité structurelle des EnR.

# 3

p . 18-30

## SOUVERAINETÉ ET DÉCARBONATION

- **Idée reçue #6** : l'Europe ne pèse que très peu dans la pollution mondiale, cela ne sert donc à rien de la décarboner.
- **Idée reçue #7** : notre mix énergétique est décarboné.
- **Idée reçue #8** : notre mix électrique est décarboné .
- **Idée reçue #9** : nous devons électrifier nos usages.
- **Idée reçue #10** : nous produisons trop d'électricité en France.
- **Idée reçue #11** : pour l'avenir, le nucléaire et le pipeline des ENR suffisent à couvrir les besoins à venir.
- **Idée reçue #12** : la dépendance européenne aux énergies fossiles la fragilise sur la scène internationale.
- **Idée reçue #13** : les énergies renouvelables profitent exclusivement à des puissances étrangères.
- **Idée reçue #14** : en accélérant la transition énergétique, qui nécessitent l'utilisation de matériaux critiques, l'Europe va accroître sa dépendance à des pays autoritaires.

## 4

p. 31-33

### SYSTÈMES ÉLECTRIQUES

- **Idée reçue #15** : les EnR ne peuvent représenter plus de 40 % de la production annuelle sans poser de problèmes structurels.
- **Idée reçue #16** : l'intermittence des EnR met le système électrique en danger, le black-out espagnol d'avril 2025 étant le parfait exemple.
- **Idée reçue #17** : il est impossible de stocker l'électricité à grande échelle.

## 5

p. 34-40

### ENVIRONNEMENT ET DURABILITÉ

- **Idée reçue #18** : lorsqu'on prend en considération la production et le transport des équipements requis, les énergies renouvelables n'ont pas un faible bilan carbone.
- **Idée reçue #19** : les parcs photovoltaïques et éoliens sont installés sans considération pour la biodiversité.
- **Idée reçue #20** : l'éolien est source de nuisances sonores pour les riverains.
- **Idée reçue #21** : les équipements photovoltaïques et éoliens ne sont pas recyclables.
- **Idée reçue #22** : les batteries ne sont pas recyclables.

## 6

p. 41-50

### MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

- **Idée reçue #23** : la voiture électrique va détruire des emplois.
- **Idée reçue #24** : les véhicules électriques coûtent plus cher que les véhicules thermiques.
- **Idée reçue #25** : les constructeurs peinent à passer au tout électrique.
- **Idée reçue #26** : l'autonomie des véhicules électriques est insuffisante.
- **Idée reçue #27** : par manque d'alternative, les batteries sont fabriquées dans des pays aux normes sociales et environnementales non exigeantes.
- **Idée reçue #28** : les voitures électriques polluent plus que les voitures thermiques.



# 1. OPINION ET SOCIÉTÉ

## Idée reçue #1 I

**La transition énergétique n'est pas soutenue par les citoyens.**

**FAUX.**

**À l'échelle européenne comme en France, le soutien est bien réel, à plus de 80 %, dès lors que les bénéfices sont tangibles, locaux et que les coûts sont maîtrisés.**

### A l'échelle européenne



L'«Eurobaromètre 2025<sup>1</sup>» montre une large majorité d'européens convaincus de l'urgence climatique et favorables à l'objectif de neutralité 2050 (près de 8 sur 10), ainsi qu'à l'augmentation des renouvelables et de l'efficacité énergétique (88 %). Autrement dit, les européens soutiennent les objectifs de transition énergétique et, pour 60 % d'entre eux, s'impliquent individuellement dans cette démarche.

### A l'échelle française



Le sondage Ifop-ENGIE 2025<sup>2</sup> dresse un constat similaire : les français ont une image largement positive des énergies renouvelables. 62 % d'entre eux jugent que le développement actuel des énergies renouvelables est insuffisant et 68 % souhaiteraient voir une accélération de ce développement. Habiter à proximité d'un projet opérationnel renforce d'autant plus cette acceptabilité. Les français identifient bien les bénéfices (climat, souveraineté, emplois, retombées locales), mais attendent des effets visibles sur leur territoire et, surtout, sur la facture électrique.

L'éolien, pourtant régulièrement ciblé par des oppositions locales, bénéficie d'un fort soutien public. Tout d'abord, 78 % des français ont au moins une « plutôt bonne image » de l'énergie éolienne et les riverains de parcs ont tendance à avoir une « image encore plus positive », montant à 87 % de soutien lorsque les parcs sont à proximité immédiate de leur domicile. L'adhésion de la population doit toutefois être consolidée en permanence avec un travail de proximité et de sensibilisation des développeurs de projet, pour une meilleure implication de chacun dans l'implantation des parcs.

Enfin, l'Observatoire de la transition énergétique des territoires<sup>3</sup> montre un attachement particulier des français aux engagements locaux en matière de transition énergétique. 87 % des sondés considèrent que la transition énergétique sera importante dans leur choix de vote pour les élections municipales de 2026 : leurs préoccupations portent sur le coût de l'énergie (72 %) et les conséquences du changement climatique.

-Source :

1. Special Eurobarometer 565 – Climate Change, Commission Européenne, Juin 2025
2. Energies : que veulent vraiment les Français ?, Ifop pour Engie, Mai 2025
3. Observatoire de la transition énergétique des territoires, Ipsos pour Idex, Juin 2025

## **Idée reçue #2 |**

**La transition énergétique est l'affaire d'une élite déconnectée.**

**FAUX.**

**La transition est d'autant plus soutenue par les classes populaires qu'elle répond à des problématiques de coûts de l'énergie, de coûts d'assurance et de confort.**

### **La transition énergétique, soutenue par les plus modestes**

Pour beaucoup de français, notamment issus des classes populaires, l'écologie n'est pas une priorité immédiate. Face à des préoccupations plus urgentes comme la hausse des prix, l'accès au logement, ou les difficultés liées à la mobilité, la transition énergétique peut sembler secondaire.

Pour autant, il serait faux d'en conclure qu'ils se désintéressent de la transition énergétique. 44 % des personnes disposant de ressources limitées déclarent même qu'elles font déjà leur maximum pour réduire leur consommation. Cette perception traduit une contrainte réelle, mais aussi une forme de sensibilité aux enjeux énergétiques, vécus dans leur quotidien. Pour ces citoyens, l'acceptabilité des changements nécessaires à la transition dépend avant tout du sentiment que l'effort est partagé de manière équitable. La garantie de justice sociale arrive largement en tête des conditions de soutien (43 %), bien avant l'idée de changements limités (19 %) ou de décisions prises collectivement (17 %)<sup>4</sup>.

### **La transition énergétique, un levier contre les inégalités et la précarité**

La facture énergétique, poste de dépense représentant près de 10% des budgets des ménages, semble être une fatalité : les prix augmentent, les taxes pèsent lourd, et les marges de manœuvre semblent inexistantes.

En France, plus de 3 millions de ménages consacrent une part excessive de leurs revenus à l'énergie et se trouvent en situation de précarité énergétique. Cela affecte leur confort de vie mais aussi leur santé. 12 % des français déclarent avoir souffert du froid pour des raisons financières lors de l'hiver 2023-2024. Dans ce contexte, la **rénovation énergétique** et à fortiori la transition énergétique relève d'une **nécessité sociale**, tant elle touche à la dignité et à la qualité de vie.<sup>5</sup> Les bénéfices directs sont tangibles : une rénovation énergétique performante permet de réduire la consommation d'un logement d'au moins 55 %, en combinant isolation thermique, ventilation et amélioration des systèmes de chauffage<sup>6</sup>, ce qui se traduit par des économies sur la facture, un gain de confort, de santé et l'augmentation de la valeur patrimoniale des logements. **L'autoconsommation collective** est une autre manière de lutter contre la précarité. Elle réduit la facture d'électricité sans apport : en partageant la production d'une centrale photovoltaïque à proximité, les ménages réalisent environ 20 % d'économies<sup>7</sup>. Pour rendre ces infrastructures à tous, des programmes comme Sol Solidaire financent à titre gracieux des

installations sur les toits de logements sociaux, allégeant durablement les coûts énergétiques des locataires.

Par ailleurs, le **coût de l'inaction climatique** pèserait de façon disproportionnée sur les ménages modestes<sup>8</sup>. Les catastrophes naturelles et les événements climatiques extrêmes alimentent une inflation des primes d'assurance : en France, les sinistres climatiques ont coûté 5 Mds € en 2024 aux assureurs, bien au-delà des moyennes historiques. Sur la période 2020-2050, la facture serait en moyenne de 4,8 Mds € par an, soit 2 fois plus que pour la période 1980-2020. Cette augmentation se traduit par des primes plus élevées (10 à 12 % par an pour les assurances habitation)<sup>9</sup> et, dans certains territoires exposés, par un risque de non-assurabilité. Pour les ménages les plus précaires, déjà fragilisés par la hausse des prix de l'énergie, ces coûts supplémentaires peuvent devenir insoutenables.

**La transition énergétique n'est pas un projet réservé à une élite. Elle engage l'ensemble de la société.**

~Source :

4. Les représentations sociales du changement climatique, ADEME, Octobre 2024
5. Tableau de bord de la précarité énergétique, Observatoire National de la Précarité Énergétique, Décembre 2024
6. Les clés pour atteindre une rénovation performante, ADEME, 2021
7. Bilan 2022 - Projet ACC SerenyCalas (270 kW) à Cabriès Calas (13)
8. Les enjeux sociaux du changement climatique, IGAS, Octobre 2024
9. Impact du changement climatique sur l'assurance à l'horizon 2050, France Assureurs, Octobre 2021

## 2. COÛTS ET INVESTISSEMENTS

### Idee reçue #3 |

*La facture électrique des français a doublé en 10 ans, à cause des énergies renouvelables.*

**FAUX.**

*La facture électrique des français a augmenté de près de 76 % en 10 ans, cette hausse étant principalement portée par l'inflation sous-jacente, elle-même reposant sur le prix du gaz lié au contexte géopolitique.*

*Le soutien aux énergies renouvelables représente une fraction mineure de la facture (9 %). Par ailleurs, ce soutien a baissé au cours des 10 dernières années, ce qui a permis de tempérer la hausse des prix de l'électricité observée.*

#### Les prix ont augmenté

**B**ien qu'elle n'ait pas doublé, la facture moyenne d'électricité a significativement augmenté entre 2015 et 2025. La SDES estime une augmentation de l'ordre de 76 % sur 10 ans. En la retraitant de l'inflation, cette croissance se limite à 45 %<sup>10</sup>. Si les données détaillées pour 2025 ne sont pas encore disponibles, la Banque de France a constaté une baisse de 16 % de l'indice des prix entre décembre 2024 et août 2025<sup>11</sup>.

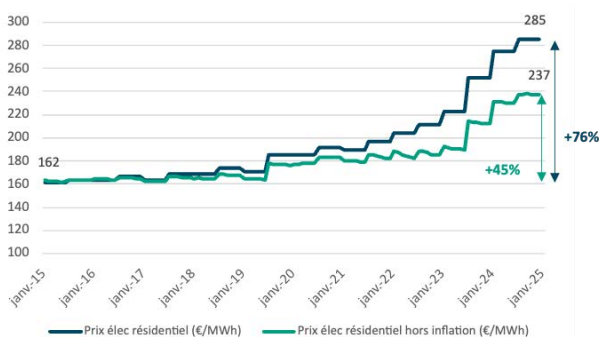


Figure 1 – Prix de l'électricité pour les ménages en France (€/MWh)

#### Les coûts sous-jacents de l'électricité et la cause de cette hausse



Figure 2 – Décomposition du prix de l'électricité en €/MWh entre 2017 et 2024 (SDES Eurostat- 2025)<sup>12</sup>



Aujourd'hui, la majeure partie du prix de l'électricité rémunère le fournisseur d'électricité. La fourniture intègre le prix d'achat de l'électricité (contrats à terme) ainsi que la marge du fournisseur d'énergie. C'est cette portion-là, en hausse de 156 % entre 2017 et 2024, qui a le plus contribué à l'augmentation de la facture finale.

Les autres parts de la facture électrique sont à parts égales :

- les coûts d'utilisation du réseau de transport et de distribution (TURPE), en augmentation respective de 20 % et de 43 % sur la période 2017-2024.
- les taxes, dont la TVA qui a augmenté de 63 %.

### Focus sur la fourniture d'électricité

Les dernières années (2023-2024) se caractérisent par un prix SPOT plus élevé de 73,4 % en moyenne par rapport à la période 2015-2020 ainsi que par une volatilité saisonnière plus élevée. Analyser l'historique du spot permet d'éclairer la hausse des prix de gros (à terme), même si l'effet se transmet avec décalage et lissage.

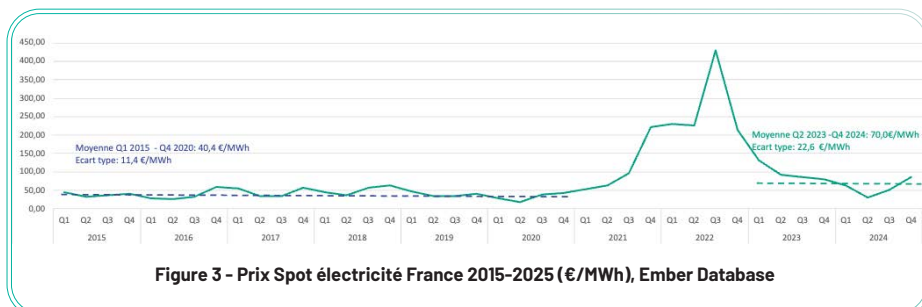


Figure 3 - Prix Spot électricité France 2015-2025 (€/MWh), Ember Database

Cette hausse incontrôlée des prix de fourniture d'électricité est due à deux éléments structurels :

1. La structure de notre marché de l'électricité, pay-as-clear, construit de telle manière que le prix du gaz fixe le prix marginal sur une grande partie de l'année (22 % de l'année en 2023), soit plus que le nucléaire (21 %) et moins que l'hydroélectrique (35 %)<sup>13</sup>. Ainsi, une hausse du prix du gaz se transmet mécaniquement au prix de l'électricité.
2. Notre dépendance aux pays exportateurs de gaz (à 50 % non européens, et à 35 % russes et américains<sup>14</sup>) qui nous expose aux chocs mondiaux (fret, météo, tensions géopolitiques). Celle-ci entretient une prime de risque et une volatilité du gaz qui se répercute durablement sur les prix de gros de l'électricité. A cela s'ajoute enfin le prix élevé du CO<sub>2</sub> passé d'environ 8 €/t en 2015<sup>15</sup> à près de 70 €/t en 2025.

### Focus sur le soutien aux énergies renouvelables

La CRE estime que la part de la TURPE dédiée à la prise en charge des coûts de raccordement des filières photovoltaïque et éolien est de 12 €/MWh en 2024, ou **4 % de la facture finale**<sup>16</sup>.

Mais c'est surtout l'accise sur l'électricité (ex-CSPE) qui finance, via le budget de l'État, une partie des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, la lutte contre la précarité énergétique, les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées.

Dans le graphique « Coûts sous-jacents de l'électricité » ci-dessus, elle porte l'appellation « Taxes énergétiques » et représente près de 24 €/MWh, soit 9 % de la facture totale. Mais seules 58 % de ces taxes énergétiques sont utilisées pour le soutien aux énergies renouvelables, soit 14€/MWh et **5 % de la facture totale**.

Par ailleurs, l'accise sur l'électricité est en baisse de 32 % par rapport à 2017. Elle contribue donc à tempérer la hausse des prix de l'électricité.

-Source :

10. Inflation mensuelle, INSEE, 2025

11. Indice des prix de l'électricité, Webstat Banque de France

12. Conjoncture mensuelle de l'énergie, SDES, 2015-2025

La décomposition du prix de l'électricité n'est pas disponible pour les années 2015 et 2016.

SDES : Statistique publique de l'énergie, des transports, du logement et de l'environnement

13. La surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2024, CRE, Juillet 2025

14. Where does the EU's gas come from? Conseil Européen (web)

15. Le Marché du Carbone, Agence France Trésor

16. Coût complet du soutien public aux installations de production à partir d'énergies renouvelables, CRE, Janvier 2025

**Idee reçue #4 |**  
**La transition énergétique va coûter 300 Mds € aux contribuables.**

**FAUX.**  
*Les investissements à venir, estimés par diverses instances de l'Etat, ne seraient pas de 300 Mds € comme lu dans les médias mais plutôt de 77 à 96 Mds € à l'horizon 2040.  
Ce coût, qui représente près de 5,8 Mds € par an, est à mettre au regard des coûts en énergies fossiles évités par les efforts en faveur d'une électricité plus décarbonée, que nous estimons à 18 Mds par an.*

**— Quels sont les investissements nécessaires à la transition énergétique en France ? —**

Les 300 Mds € seraient répartis selon quatre grands segments : le soutien budgétaire aux énergies renouvelables (150 Mds €), l'impact des EnR sur les investissements réseaux (130 Mds €), la flexibilité (10 Mds €) qu'elles requéraient et le manque à gagner de la modulation du nucléaire (c.10 Mds €) qu'elles impliqueraient.

Concernant le soutien aux énergies renouvelables, ces chiffres sont à ce jour difficiles à vérifier car nous n'en connaissons ni la source ni le détail. La CRE (Commission de régulation de l'énergie) et Engie estiment quant à eux que le coût serait plutôt 6 fois moindre.

| Soutien aux énergies renouvelables     |         | Amendement 486                     | Estimations CRE | Estimations Engie |
|--|---------|------------------------------------|-----------------|-------------------|
|  |         | Proposition de loi PPE - Juin 2025 |                 |                   |
| Soutien tarifaire                      | Mds€    | 150                                | 50              | 17                |
| Période considérée                     | Mds€    | 15                                 | 35              | 10                |
| Coûts annualisés                       | Mds€/an | 10                                 | 1,43            | 1,70              |
| Coût des renouvelables - jusqu'en 2040 |         | Mds€                               | 21              | 26                |

Concernant les coûts liés à l'évolution des réseaux, les opérateurs de réseau (RTE et Enedis) confirment les besoins d'investissement globaux (100 Mds €) mais ils ne correspondent pas uniquement à des besoins imputables aux énergies renouvelables. Dans son Schéma du Développement du Réseau (SDDR), RTE chiffre un scénario de référence s'établissant à :

- **46 Mds €** d'investissements (37 Mds € pour l'éolien en mer et 9 Mds € pour les énergies renouvelables terrestres),
- **Jusqu'à 14 Mds €** pour les coûts de renforcement de la structure du réseau à haute tension, qui serviront au développement des infrastructures de production (dont EnR) et de consommation en France, ainsi qu'à l'amélioration des capacités d'échange transfrontalier.

Par ailleurs, Enedis estime à 96 Mds € les investissements à venir dont **10 Mds €** nécessaires au développement des réseaux de distribution sur 15 ans pour l'ensemble des projets EnR (solaire, éolien, biométhane et micro-hydroélectricité). Les coûts liés aux ENR représenteraient donc un total de 56 Mds € pour le transport et la distribution d'électricité.

| Entretien et amélioration des réseaux électriques   |      | Amendement 486                     | Estimations RTE/Enedis |
|---|------|------------------------------------|------------------------|
|   |      | Proposition de loi PPE - Juin 2025 |                        |
| Investissements RTE - réseau de transport           | Mds€ | 100                                | 100                    |
| Investissements Enedis - réseau de distribution     | Mds€ | 96                                 | 96                     |
| Part allouée aux énergies renouvelables             | %    | 67%                                | 29%                    |
| Part des CAPEX réseaux liée aux EnR - jusqu'en 2040 |      | Mds€                               | 56                     |

Enfin, concernant les coûts liés au stockage et à la flexibilité, peu d'informations sont disponibles pour chiffrer les besoins d'investissement. Ces secteurs étant adressés et financés par des entreprises et des fonds privés, la charge budgétaire devrait être quasi-nulle pour les contribuables. RTE estime même dans le SDDR que l'insertion de batteries minimiserait les coûts du réseau.

| Besoins de flexibilité pour les EnR    |      | Amendement 486<br>Proposition de loi PPE - Juin 2025 | Estimations RTE |
|--|------|--|-----------------|
| Stockage et dispositifs de flexibilité | Mds€ | c. 10  | -0,50           |
| Coût des renouvelables - jusqu'en 2040 | Mds€ | 10   | -               |

Enfin, un autre coût souvent évoqué dans le débat est le manque à gagner lié à la modulation du nucléaire. S'il s'agit d'une perte financière certaine pour le secteur nucléaire, ce poste est difficile à quantifier précisément, et encore plus à rattacher au budget de l'État. De surcroît, un phénomène analogue touche les énergies renouvelables : elles sont parfois bridées par les gestionnaires de réseau, ce qui réduit leur production optimale et génère également un manque à gagner pour les producteurs.

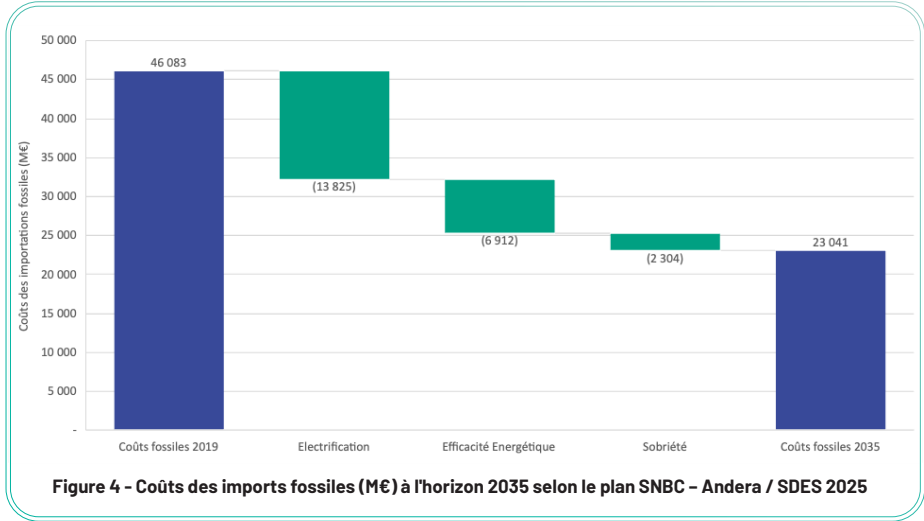
| Modulation du nucléaire               |      | Amendement 486<br>Proposition de loi PPE - Juin 2025 | Estimations CRE    |
|---------------------------------------|------|--|--------------------|
| Manque à gagner en 2024               | Mds€ | 1,50   | 0,08 Mds€ au S1 24 |
| Manque à gagner d'EDF - jusqu'en 2040 | Mds€ | 23   | 2,40               |

Une estimation étayée des investissements nécessaires pour le développement des énergies renouvelables serait donc de 77 à 96 Mds € d'ici 2040 soit entre 5,1 et 6,4 Mds € par an.

### Quelles sont les économies générées par ces investissements ?

Au-delà de la simple décarbonation de l'électricité, ces investissements ont pour but de réduire la consommation énergétique fossile dont le coût des imports est d'environ 60 Mds €/an (64 Mds € en 2024).

La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) fixe comme objectif la diminution de la part des énergies fossiles dans le mix énergétique à 30 % en 2035 (-50 %) par rapport à 2019 (60 % du mix énergétique)<sup>17</sup>. A partir des 55 leviers de décarbonation de production énergétique et d'usage, détaillés pour réduire les émissions carbone en 2030, près de 60 % de cette réduction serait portée par l'électrification et le développement des EnR, 30 % par l'efficacité énergétique et 10 % par la sobriété. En extrapolant à 2035, à prix 2019 constant, cela représente **17,8 Mds € d'économies par an, soit 3 fois l'investissement réalisé en faveur des énergies renouvelables.**



-Source :  
17. Trajectoire annualisée du plan de décarbonation 2030, Secrétariat général à la planification écologique, Mai 2024

## Idée reçue #4.1 I

**Les EnR coûtent plus cher que les autres sources d'énergie.**

**FAUX.**

**Le coût de production des énergies renouvelable a baissé d'environ 80 % depuis leurs débuts, faisant des énergies renouvelables une énergie compétitive par rapport aux énergies fossiles et même par rapport au nucléaire.**

### Le coût de production des énergies renouvelables

Le coût de production des énergies renouvelables a fortement diminué au cours des dernières années passant de :

- pour le solaire au sol : de 580 €/MWh<sup>18</sup> dans les années 2006–2010 à 79 €/MWh dans les derniers appels d'offre (diminution de 80 %).
- pour l'éolien terrestre : les prix des appels d'offre ont fortement chuté de 82 €/MWh en 2006 à 60 €/MWh en 2021<sup>19</sup>, avant de revenir aux alentours de 80 €/MWh avec la hausse des prix de l'acier.

L'analyse faite par Lazard de l'évolution des coûts de production des énergies renouvelables, bien que basée sur des prix US, montre bien cette forte baisse liée à la maturité de ces secteurs.

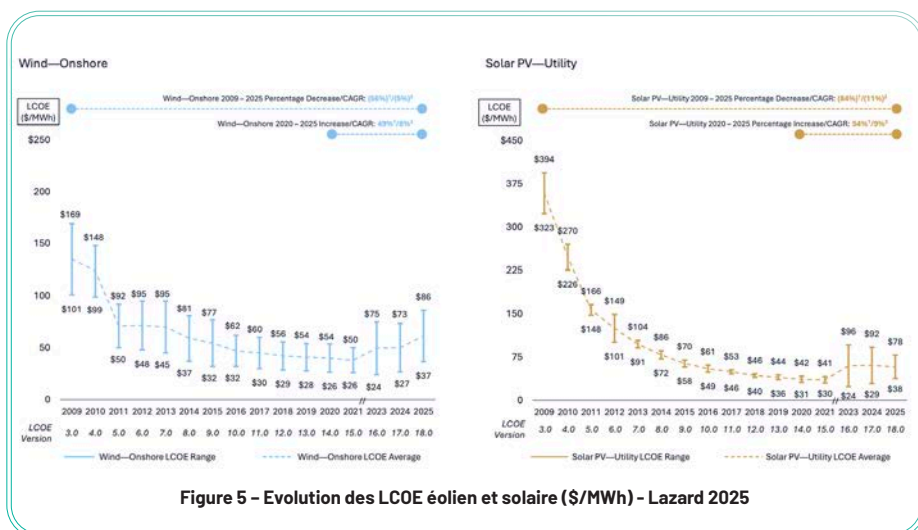


Figure 5 – Evolution des LCOE éolien et solaire (\$/MWh) - Lazard 2025

### Le soutien tarifaire aux énergies renouvelables

En parallèle de cela, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ont évolué et se sont structurellement allégés pour l'Etat. Alors que les soutiens historiques étaient un prix garanti sur 15-20 ans porté intégralement par l'Etat, le mécanisme actuel n'est plus qu'un complément de rémunération par rapport au prix de marché (*contract for difference* (CfD)). Le mécanisme est simple et moins coûteux pour l'Etat qui verse uniquement une compensation au producteur lorsque le prix de marché est inférieur au prix garanti et perçoit une prime négative lorsque le marché est plus haut. Les mécanismes se sont progressivement allégés pour l'Etat à tel point qu'aujourd'hui, 67 % des charges de service public de l'énergie allouées au solaire correspondent aux contrats historiques de 2006 et 2019<sup>20</sup>.

La CRE estime pour le futur un coût cumulé du soutien aux énergies renouvelables de 50 Mds € jusqu'en 2060, en ligne avec les prévisions d'Engie de 17 Mds € jusqu'en 2035<sup>21</sup>, un coût allant en réduisant avec l'extinction progressive des tarifs garantis. L'objectif poursuivi par la filière des ENR étant la réduction à zéro de ces coûts de soutien.

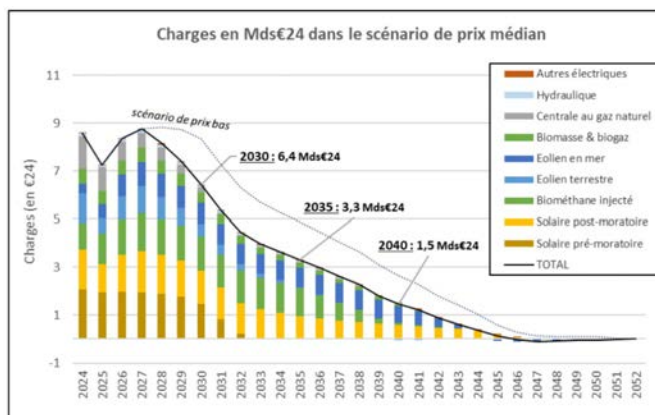


Figure 6 - Estimation des charges futures du soutien aux énergies renouvelables (Mds€) - Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE)

### Et par rapport aux énergies fossiles ?

Aujourd'hui les coûts de production des énergies renouvelables sont inférieurs au coût des énergies fossiles, a fortiori lorsque le prix du carbone est pris en compte.

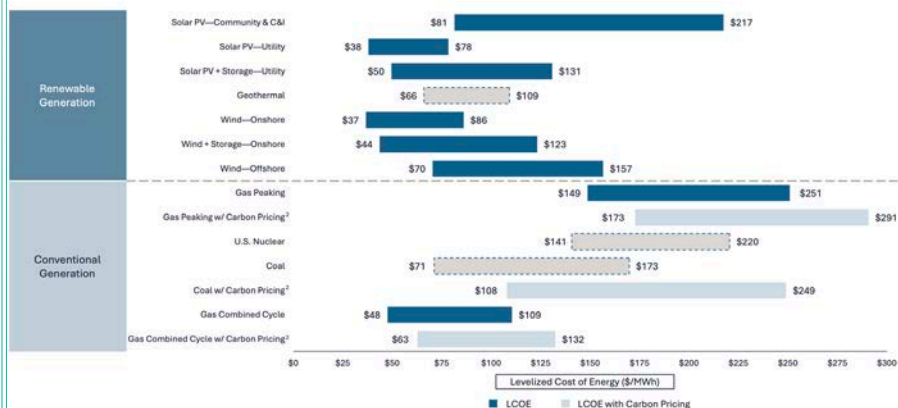


Figure 7 - Comparaison des LCOE (\$/MWh) - Lazard 2025

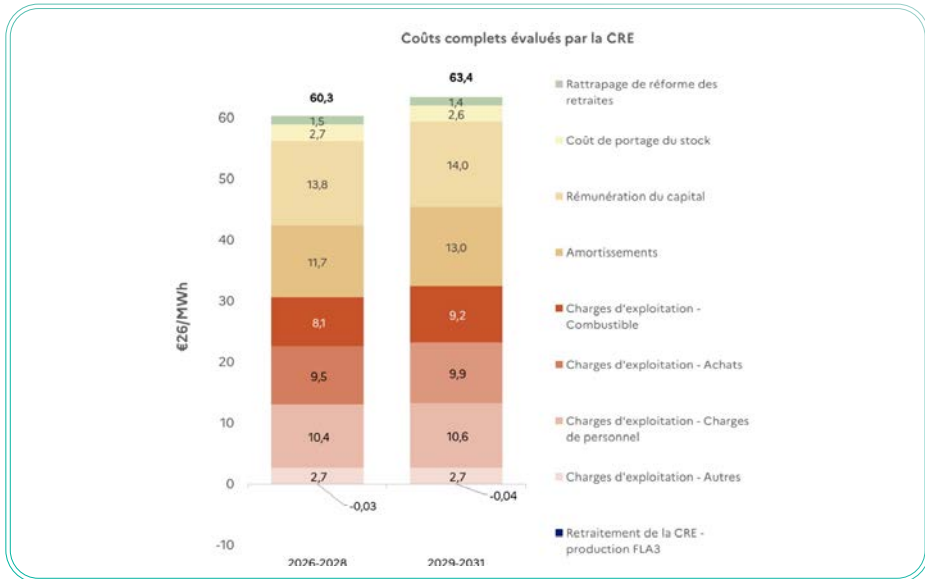
Par ailleurs, dans le but de préserver le pouvoir d'achat, les énergies fossiles reçoivent aussi des soutiens publics, prenant la forme d'exemption sur la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques) pour l'aviation, le maritime et les poids lourds. Ces exemptions engendrent un manque à gagner pour l'Etat de l'ordre de 13,8 Mds d'euros par an<sup>22</sup>.



## Et par rapport au nucléaire ?

En France, le parc historique amorti a longtemps fourni une énergie peu chère, illustrée par le tarif ARENH de 42 €/MWh appliqué jusqu'à la fin du dispositif au 31 décembre 2025. Attention tout de même car si l'ARENH avait l'avantage de proposer une électricité à bas coût, elle n'était pas rentable pour EDF<sup>23</sup>.

En revanche, la montée en puissance des investissements de **prolongation** et de sûreté renchérit le coût complet : la CRE évalue désormais le **coût de production du parc nucléaire historique d'EDF à 60,3 €/MWh pour 2026-2028<sup>24</sup> puis 63,4 €/MWh pour 2029-2031**.



Les **nouveaux projets nucléaires** présentent des points d'équilibre plus élevés et plus incertains. Au Royaume-Uni, Hinkley Point C bénéficie d'un contrat pour différence à **105 €/MWh** en prix 2012 sur 35 ans et le prix de vente de l'électricité produite par la centrale de Flamanville devrait être supérieur à **90 €/MWh** pour assurer la rentabilité du projet<sup>25</sup>.

Les **projets EPR futurs** sont encore à un stade trop précoce de développement pour chiffrer précisément leur prix d'équilibre. La Cour des comptes chiffre le programme de 6 EPR2 à 67,4 Md €, avec des risques de dérive chiffrés aujourd'hui à près de 80 Mds €<sup>26</sup>. En exploitation, ces unités devraient être adossées à des contrats pour différence (CfD), avec un prix-cible à **100 €/MWh<sup>27</sup>** pour sécuriser leur financement.

Concernant les **SMRs**, la maturité de la technologie ne permet pas de définir un coût précis de l'électricité produite, estimée entre 95 et 3 635 €/MWh<sup>28</sup>.

L'étude des coûts complets de production de l'électricité (2022) du CERME apporte des données cruciales : le coût d'intégration des énergies renouvelables, prenant en considération les besoins d'adaptation et de flexibilité.

On observe que les énergies **renouvelables sont compétitives** par rapport aux diverses technologies nucléaires, même en y intégrant les coûts complets d'intégration au système.

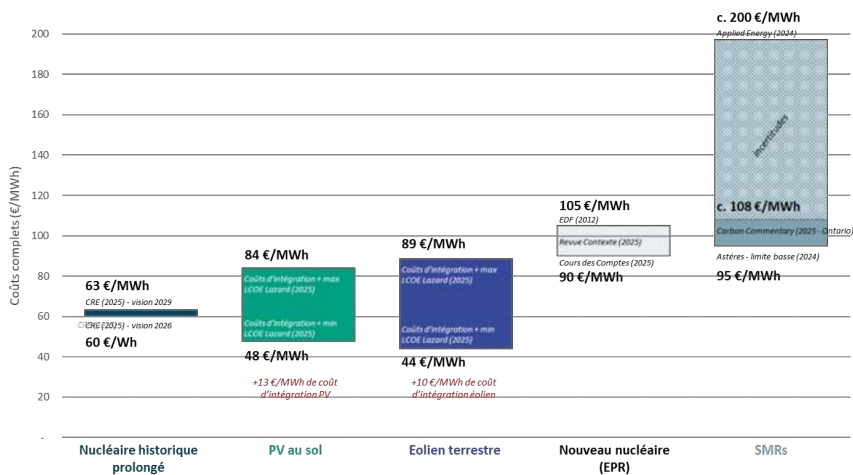


Figure 8 - Coûts complets des énergies renouvelables et des technologies nucléaires (€/MWh)

Analyse interne Andera

-Source :

18. Délibération n°2025-205, CRE, Septembre 2025
19. Données sur les appels d'offres relatifs aux énergies renouvelables, CRE, Juillet 2025
20. Délibération n°224-139, CRE, Juillet 2024
21. On ne peut pas dire n'importe quoi sur les énergies renouvelables, Engie, Septembre 2025
22. « Dépenses fiscales défavorables au climat : quelles sont-elles et combien coûtent-elles ? », I4CE, Juin 2022
23. Coût de production du parc nucléaire existant d'EDF, CRE, Juillet 2023
24. Evaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028, CRE, Septembre 2025
25. La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants, Cour des Comptes, Janvier 2025
26. <https://www.vie-publique.fr/discours/297440-marc-ferracci-19022025-sud-radio-politique-industrielle>
27. Financement des EPR2 : les ultimes détails sur lesquels l'État et EDF discutent, Contexte, Février 2025 - parité euro 2024
28. Les SMR : relancer l'export, décarboner le monde, Astères, Mars 2024

## **Idée reçue #4.2 I**

**Des investissements significatifs sont nécessaires sur le réseau électrique pour l'adapter à l'intermittence des ENR.**

### **VRAI.**

**Des investissements de l'ordre de 500Mds € sont requis à l'échelle européenne, dont 100Mds € en France, pour répondre à la vétusté du réseau, aux raccordements futurs, au renforcement du réseau très haute tension, à son adaptation à l'intermittence, à la nécessité de digitalisation, à l'accès aux données et à la cyber sécurité.**

**La part vraiment liée aux ENR dans ces investissements est de 75 % en Europe et 56 % en France.**

**Près de 80 Mds € d'investissements sont aussi prévus d'ici 2030 dans des actifs de stockage au niveau européen mais ils seront portés par des acteurs privés.**

### **A l'échelle française**



Aujourd'hui l'âge moyen des liaisons aériennes est de 55 ans et 20 % d'entre elles ont plus de 70 ans.<sup>29</sup> Le plan d'investissement de RTE de 100 Mds € prévoit près de 20 Mds € exclusivement dédiés au renouvellement de ces infrastructures. Ce plan d'investissement est à la hauteur du Plan Messmer des années 80. C'est un renouvellement d'ampleur puisque 80 % des lignes devront notamment être adaptées aux aléas climatiques. La vulnérabilité et la vétusté du réseau proscrirent de ne pas agir : selon RTE, ne pas investir dans le réseau à très haute tension occasionnerait près de 3 Mds €/an en 2035 de coûts de congestion soit 20 fois plus que le coût actuel<sup>30</sup>.

Comme détaillé plus haut, le plan d'investissement de RTE répond également aux besoins croissants de connexion des postes de production (nucléaires ou renouvelables), et de consommation par des investissements de près de 46 M€ pour le raccordement des projets EnR. L'électrification des usages, vecteur d'une plus grande souveraineté énergétique et d'une décarbonation de l'économie, nécessitera en effet une adaptation importante du réseau [voir idée reçue #9 pour plus de détails]. Il est à noter que les nouveaux parcs d'énergies renouvelables contribuent au financement des investissements de RTE via le paiement annuel d'une du S3REnR<sup>31</sup>.

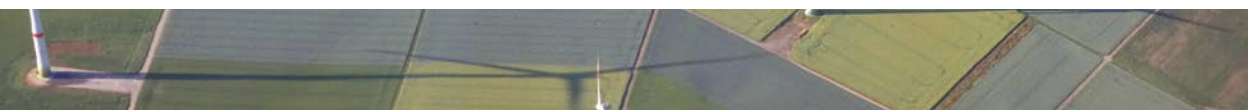
La même problématique s'impose à Enedis pour les réseaux de distribution, devant intégrer la digitalisation des infrastructures, absorber le boom des raccordements (véhicules électriques, pompes à chaleur, électrification des processus industriels, datacenters) et renforcer la résilience climatique. Le plan d'investissement d'Enedis de 96 Mds € lancés en 2022 sur 18 ans inclut notamment pour 25 % du budget le remplacement des câbles d'ancienne génération, sensibles à la recrudescence des fortes chaleurs. Ces investissements, complémentaires aux 10 Mds € dédiés aux EnR, sont nécessaires assurer la pérennité des réseaux.

### **A l'échelle européenne**



La Commission Européenne chiffre à près de 584 Mds €<sup>32</sup> les investissements nécessaires dans les réseaux d'ici 2030, avec une part prépondérante en distribution, car près de 40 % des réseaux de distribution ont plus de quarante ans et n'ont pas été conçus pour un système décentralisé et variable. Dans le même mouvement, l'UE s'est donnée pour objectif de doubler la capacité transfrontalière d'échanges d'électricité à l'horizon 2030, afin de mieux réguler les productions électriques entre les Etats.

Le renforcement des réseaux n'est pas seulement un enjeu d'infrastructures physiques : la digitalisation, l'accès aux données et la cybersécurité sont au cœur de la modernisation.<sup>33</sup> Enfin, la Banque européenne d'investissement rappelle que l'accélération passera par des montages de financement plus flexibles et par l'innovation côté industriels du réseau<sup>34</sup>. Elle soutient notamment Enedis dans son programme d'investissement par un prêt de 500 M€, dans le cadre d'un engagement global de 11 Mds € sur l'année 2025.



## Des besoins de flexibilité importants pour une énergie décarbonée

Enfin, la décarbonation de nos usages énergétiques implique des investissements conséquents dans les réseaux et les capacités de flexibilité pour aligner, chaque jour, les capacités de production et de consommation. Les besoins en flexibilité notamment sont massifs : RTE estime qu'il faudra 40 à 60 GW de capacités flexibles supplémentaires à horizon 2050<sup>35</sup>, dont la moitié assurée par des batteries et du pilotage de la demande. Ces montants ne reposent pas sur le budget du contribuable. Les projets de batteries sont majoritairement financés par des capitaux privés (développeurs, utilities, fonds d'infrastructure) et se rémunèrent via plusieurs canaux de marché : arbitrage sur le marché de gros, réponses aux services système, marchés de capacité et, selon les pays, appels d'offres ciblés. Ces coûts seront in-fine répercutés sur la facture d'électricité, mais, même en prenant en compte les coûts de flexibilité et de stockage, le coût des EnR associés reste compétitif. [voir Idée reçue #4.1].

Au niveau européen, ce sont près de 80 Mds € d'investissements prévus d'ici 2030 pour le déploiement de 50 GW de batteries<sup>36</sup>.

Ces nouvelles infrastructures permettent de réduire notre dépendance quasi exclusive au gaz pour les besoins de pilotage. Aujourd'hui, le gaz naturel est la première source de flexibilité en Europe. En France, il a représenté jusqu'à 17 % de la production électrique lors des pointes hivernales du Q1 2023<sup>37</sup>. Le stockage d'électricité et l'effacement de la consommation jouent donc un rôle central pour substituer cette flexibilité fossile. Les batteries, associées aux énergies renouvelables et au nucléaire, ont une meilleure empreinte carbone que le gaz, de l'ordre de 8 à 14g CO<sub>2</sub>/kWh<sup>38</sup> bien inférieur aux 418g CO<sub>2</sub>/kWh du gaz [voir Idée reçue #18].

À l'échelle européenne, la montée en puissance du stockage se confirme. Les prévisions convergent vers plus de 50 GW de puissance de batteries installées d'ici 2030, avec des investissements cumulés de l'ordre de 80 Mds €<sup>39</sup>.

---

-Source :

29. Schéma décennal de développement du réseau, RTE, 2025 (p.27)

30. Schéma décennal de développement du réseau, RTE, 2025 (p.109)

31. Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

32. Investment needs of European energy infrastructure, Commission Européenne, Janvier 2025

33. Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids, Commission Européenne, Novembre 2023

34. The missing link in Europe's energy transition, Banque Européenne d'Investissement, Septembre 2025

35. Futurs énergétiques 2050, RTE, 2023

36. European Battery Markets Attractiveness Report, Aurora Energy Research, Mars 2025

37. Données ECO<sup>2</sup>, RTE, 2023

38. Global warming potential of lithium-ion battery energy storage systems: A review, Gutsch, Août 2022

39. Europe's renewables market powers battery storage boom, Reuters, Février 2025

## **Idee reçue #5 |**

**Les prix négatifs sont le symptôme d'une inefficacité structurelle des EnR.**

### **FAUX.**

**Les épisodes de prix négatif sont un inconvénient pour les producteurs d'énergie. Mais associés à la flexibilisation du réseau, ils deviennent une formidable opportunité pour le consommateur de réduire sa facture énergétique.**

**L**es prix négatifs ne sont pas la preuve d'un dysfonctionnement intrinsèque des énergies renouvelables, mais le signal d'un système en transition qui n'ajuste pas encore assez vite ses réseaux, ses flexibilités et ses règles de marché.

### **- Des épisodes de plus en plus fréquents avec des effets négatifs pour les producteurs... -**

En 2023, on a recensé en France près de 147 heures de prix négatifs, puis 352 heures en 2024. Ces épisodes sont concentrés lorsque la production EnR, en particulier de solaire, est élevée et la demande faible (consommations en moyenne plus faible de 16 %) <sup>40</sup>. En Europe, la Suède (664h) et la Finlande (721h) ont particulièrement été affectées, au même titre que l'Allemagne (450h). L'Italie et les Balkans n'ont pas été touchés <sup>41</sup>.

Les impacts de ces épisodes sont nombreux :

- Pour les centrales d'énergie renouvelable qui ne bénéficient pas de dispositif de soutien (extrêmement minoritaires) : ces épisodes érodent la rentabilité
- Pour les centrales d'énergie renouvelables rémunérées pour se débrancher (20 % des parcs solaires, 60 % de l'éolien), cela représente une charge budgétaire pour l'Etat
- Pour les centrales en obligation d'achat qui n'ont pas d'intérêt à se débrancher, cela représente un risque d'aggravation des prix négatifs
- Pour les centrales nucléaires : les ralentissements exigés lors de ces périodes de surproduction pourraient accélérer leur usure (xénon, fatigue thermique).

### **...mais une opportunité pour les consommateurs**

Transformer les heures négatives en prix structurellement bas pour les consommateurs suppose d'orchestrer trois leviers complémentaires.

1. Installer des capacités de stockage : des batteries décalent l'excédent solaire de la mi-journée vers la soirée et écrètent les pointes.
2. Développer l'effacement est une solution pour saisir l'opportunité de ces périodes de forte production:
  - Pour les particuliers, il s'agit de programmer la charge diurne de certains usages (machines à laver, véhicules électriques, chauffages de piscine, ballons d'eau chaude.).
  - Pour les industriels électro-intensifs, il s'agit de déplacer la consommation (froid, électrolyse, data centers, pompes à chaleur...).
3. Réformer le marché pour aligner production et usage. Du côté de la production, RTE a passé le règlement des déséquilibres au pas de 15 minutes début 2025 pour mieux moduler la production et la CRE réfléchit à faire évoluer les contrats d'obligations d'achat (sans incitation à se déconnecter) pour ajuster leur production. Du côté de la demande, la mise en place de nouvelles heures creuses, notamment en journée, serait un signal important pour optimiser l'équilibre du système électrique.

### **Autre avantage**

Cette prévisibilité des creux permet aussi de planifier les arrêts et maintenances nucléaires sur les périodes d'abondance de production renouvelable par rapport à la consommation, maximisant la disponibilité lorsque le système en a le plus besoin.

-Source :

40. Analyses complémentaires sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs, CRE, Novembre 2024

41. 2024 European Electricity Market Summary, Montel



### 3. SOUVERAINETÉ ET DÉCARBONATION

#### Idée reçue #6 |

*L'Europe ne pèse que très peu dans la pollution mondiale, cela ne sert donc à rien de la décarboner.*

#### FAUX.

*L'Europe est responsable d'un quart des émissions de CO<sup>2</sup> historiques et reste aujourd'hui le 4<sup>ème</sup> principal pollueur mondial.*

*La politique de décarbonation européenne est nécessaire pour réduire sa dette historique, pour la santé de ses citoyens, pour forcer les pays manufacturiers à se décarboner et enfin pour accroître sa souveraineté énergétique.*

**L'**Union Européenne est le quatrième plus grand bloc émetteur au monde, derrière la Chine, les États-Unis et l'Inde<sup>42</sup>. Ses émissions représentent environ 7 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre, chiffre qui monte à 10 % lorsqu'on inclut les importations des européens. En 2022, l'empreinte carbone de consommation de l'UE était de 10,7 t CO<sup>2</sup> /habitant, ce qui inclut les émissions liées aux biens importés. En France, 56 % de l'empreinte carbone en 2023 provenait des importations<sup>43</sup>.

La nécessité d'une politique européenne de décarbonation repose sur les raisons suivantes :

1. Sa dette historique : Rappelons qu'historiquement, les pays européens ont largement basé leur croissance économique sur l'extraction et l'utilisation d'énergies fossiles. A tel point que depuis le début de l'ère industrielle, l'Europe est responsable de près de 23 % des émissions de CO<sup>2</sup> historiques<sup>44</sup> cumulés, qui continuent aujourd'hui encore d'influencer l'équilibre climatique. Cette responsabilité historique appelle une réponse politique, qui s'est matérialisée en 2021 par la trajectoire de Fit for 55 visant à réduire les émissions de GES de 55 % par rapport à 1990, tout en maintenant et renforçant sa compétitivité industrielle, le but final du Pacte Vert étant la neutralité carbone de l'UE en 2050.
2. La santé de ses citoyens : en grande partie liée à la combustion des énergies fossiles, la pollution de l'air cause près de 300 000 décès prématurés chaque année en Europe<sup>45</sup> et coûte près de 4 % du PIB de l'UE en productivité et impact des écosystèmes<sup>46</sup>. En réponse, l'UE a renforcé en 2024 ses normes de qualité de l'air pour 2030.
3. Son influence sur les pays manufacturiers : La politique de décarbonation européenne permet de réduire les émissions importées, en influençant les chaînes d'approvisionnement mondiales. Avec le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM), qui entre en vigueur en 2026, l'UE impose une tarification carbone aux produits importés. Ce mécanisme incite les pays exportateurs à réduire leurs propres émissions, amplifiant ainsi l'impact de la décarbonation européenne à l'échelle mondiale.
4. La nécessité de souveraineté énergétique : 70 % de la consommation énergétique de l'UE est d'origine fossile, ce qui représentait une facture de 376 Mds € en 2024<sup>47</sup> et fragilise l'Europe sur la scène internationale. En effet, cette dépendance aux importations de pétrole et de gaz, en majorité russe, étatsunien, et moyen-orientaux renforce les risques géopolitiques et économiques au niveau européen. La transition vers les énergies renouvelables est donc un levier stratégique nécessaire pour renforcer l'autonomie européenne et réaliser des économies substantielles grâce à la mise en service d'énergies renouvelables à bas coût [voir Idée reçue #4.1].

-Source :

42. « [Comparatif] UE, Chine, États-Unis... qui émet le plus de gaz à effet de serre ? », Toute L'Europe, Septembre 2025

43. L'empreinte carbone de la France de 1990 à 2023, SDES, Juillet 2025

44. "Analysis: Which countries are historically responsible for climate change?", CarbonBrief, Octobre 2021

45. Health impact of air pollution in Europe, Agence Européenne pour la Santé, 2022

46. How much does Europe pay for clean air?, Bruegel, Juin 2024

47. Imports of energy products to the EU down in 2024, Eurostat, Mars 2025

## Idée reçue #7 |

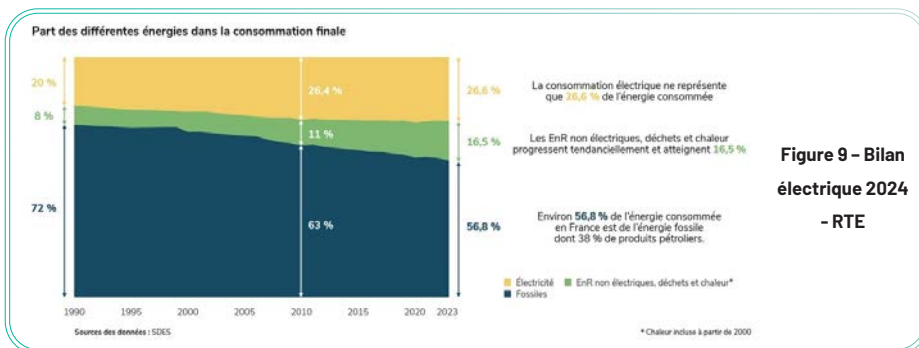
**Notre mix énergétique est décarboné.**

**FAUX.**

**Le mix énergétique est composé pour près de moitié de combustibles fossiles importés.**

### A l'échelle de la France

Dans le débat public, on confond souvent mix électrique (comment on produit l'électricité) et mix énergétique (toute l'énergie consommée : carburants pour les transports, chaleur des bâtiments, procédés industriels, etc.). La France a un mix électrique très bas carbone (intensité carbone : 22g CO<sub>2</sub>/kWh en 2023, contre 179g CO<sub>2</sub>/kWh en moyenne dans l'UE), mais la consommation électrique ne représente que 27 % de la consommation finale d'énergie, contre **57 % d'énergies fossiles**.



**Figure 9 – Bilan électrique 2024**  
- RTE

Le gisement de réduction d'émissions se situe donc dans l'électrification de certains usages fonctionnant actuellement aux énergies fossiles (mobilité, chaleur, industrie, chaleur renouvelable), avec pour objectif d'atteindre 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute en 2030 contre 23 % en 2024<sup>48</sup>. La loi française fixe par ailleurs des trajectoires de réduction de la part des énergies fossiles dans la consommation finale, qui doit passer de près de 60 % en 2022 à 42 % en 2030<sup>49</sup>, puis à 30 % en 2035.

Sans cela, la France restera structurellement dépendante des carburants et du gaz dans sa consommation finale et a fortiori dépendante d'importations. Par ailleurs, elle ne pourra enrayer son déficit net de balance énergétique (70 Mds € en 2023), soit 2,4 % du PIB, un chiffre équivalent à 1,5 fois le budget de la défense<sup>50</sup>.

### A l'échelle européenne

L'Europe est encore moins avancée en matière de décarbonation : en 2023 les renouvelables ne couvrent que 24,5 % de la consommation finale d'énergie de l'UE. Les objectifs sont pourtant ambitieux, la réglementation RED III impose que d'ici 2030, la part de renouvelables dans le mix énergétique devrait être de plus de 42,5 %<sup>51</sup>.

La trajectoire à 2030 repose sur les trois mêmes leviers : l'électrification des usages (chaleur des bâtiments, mobilité, procédés industriels), l'ajout de capacités bas-carbone et l'efficacité et la sobriété énergétique. Sur ce dernier point, les engagements sont forts : la consommation finale de l'UE est 17,2 % au-dessus de la cible 2030.

-Source :

48. SDES 2024

49. Stratégie nationale bas carbone et Programmation Pluriannuelle de l'Energie, MTES, 2024

50. Assurer la transition du système énergétique français vers un modèle souverain, durable et bas carbone, McKinsey, septembre 2024

51. Energy Transition in the EU, European Parliament, Novembre 2023

**Idée reçue #8 |**  
**Notre mix électrique est décarboné.**

**VRAI.**  
**Grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, notre mix électrique est bas carbone à 95 %.**

**A l'échelle de la France**

Aujourd'hui, nous consommons près de 449 TWh d'électricité en France. Le nucléaire (parc de 61,4 GW) contribue majoritairement à la production électrique, à hauteur de 67 % suivi par 14 % d'hydroélectrique (parc de 25,7 GW) et 9 % par l'éolien (parc de 22,9 GW)<sup>52</sup>.

Figure 2.2 : Production totale d'électricité en France en 2024 et répartition par filière

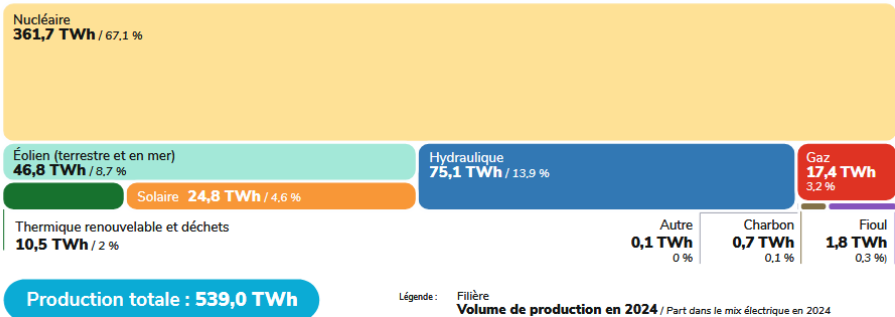


Figure 10 - Mix de production électrique en France en 2024 (RTE)

La France a atteint un record de décarbonation : 95 % de la production électrique est bas-carbone et 29 % est de source renouvelable. Cela permet à la France d'avoir la 2<sup>e</sup> électricité la plus décarbonée d'Europe derrière la Norvège, même si d'autres pays sont plus avancés dans le déploiement des énergies renouvelables<sup>53</sup>.

**A l'échelle européenne**



La bascule vers les renouvelables est actée : en 2023, les renouvelables ont fourni 45 % de la production électrique devant les énergies fossiles (33 %) et le nucléaire (23 %). (voir Idée reçue #15 pour la part des EnR par pays). En 2024, le solaire a dépassé le charbon pour la première fois (11 % de la production totale). La baisse généralisée de l'usage du charbon, du fioul et du gaz pour produire de l'électricité s'est traduite par une forte baisse de l'intensité carbone du courant européen. L'intensité carbone de l'électricité aujourd'hui en Europe est 64 % inférieure à celle de 1990, grâce à une inflexion récente particulièrement forte : entre 2018 et 2024 les émissions ont été réduites de 38 %<sup>54</sup>.

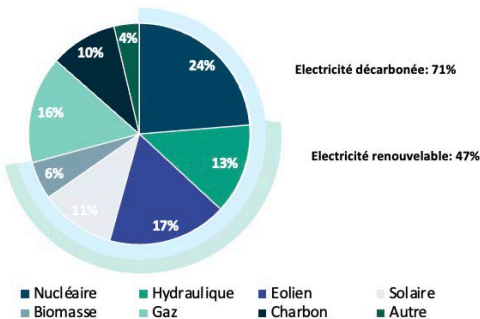
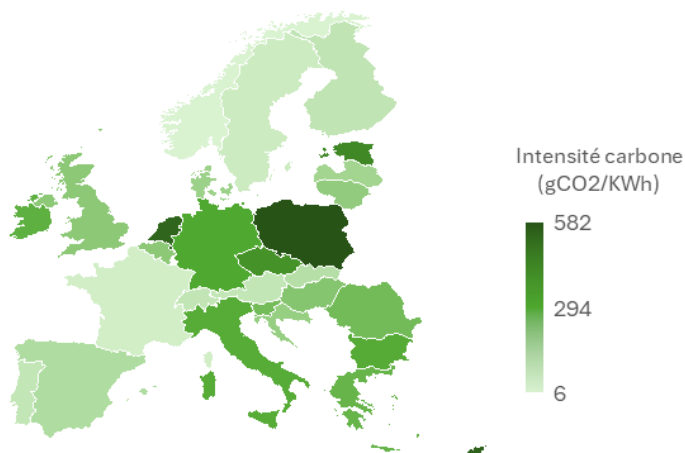


Figure 11 - Mix électrique de l'Union Européenne en 2024 (%) - Ember 2025

L'intensité carbone de la production d'électricité a baissé de près de 30 % en Europe depuis 2017. Certains mix nationaux restent toutefois très carbonés : les Pays-Bas et l'Allemagne, deux puissances économiques majeures, affichent des intensités carbone respectives de 522g CO<sup>2</sup>/kWh et 292g CO<sup>2</sup>/kWh.



**Figure 12 - Intensité carbone du mix électrique des pays européens - Bilan électrique 2024 RTE**

L'Allemagne et les Pays-Bas figurent parmi les mauvais élèves, mais ils portent une ambition soutenue de pénétration des énergies renouvelables et de décarbonation.

- En Allemagne, cela s'est traduit par l'Energiewende, avec une sortie du charbon d'ici 2038, le développement massif de l'éolien terrestre et offshore et du solaire.
- Aux Pays-Bas, la stratégie repose sur l'accélération de l'éolien en mer du Nord, avec un objectif de 21 GW d'ici 2032<sup>55</sup> contre environ 5 GW en 2024, le déploiement du solaire photovoltaïque (déjà plus de 24 GW installés) et la fermeture progressive des centrales à charbon restantes.

-Source :

52. « La production d'électricité française a atteint son plus haut niveau depuis 5 ans », RTE, Janvier 2025

53. Bilan électrique 2024, RTE

54. Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe, Agence Européenne de l'Environnement, Juin 2025 - données 2024 issues du Bilan électrique de RTE

55. New offshore wind farms, RVO.nl, Septembre 2025

## Idée reçue #9 I

**Nous devons électrifier nos usages.**

**VRAI.**

**L'électrification européenne des usages est nécessaire pour trois raisons fondamentales : réduire nos émissions de CO<sup>2</sup>, réduire notre dépendance aux exportateurs d'énergies fossiles, et réduire notre déficit commercial.**

### Pour réduire nos émissions de CO<sup>2</sup>

Comme expliqué précédemment [voir Idée reçue #6], l'électrification de nos usages est un des piliers de la décarbonation. L'électricité européenne se décarbone vite, et les usages électrifiés (véhicules électriques, pompes à chaleur, électrolyse pilotable, procédés industriels électriques) sont bien plus efficaces que leurs équivalents fossiles<sup>56</sup>.

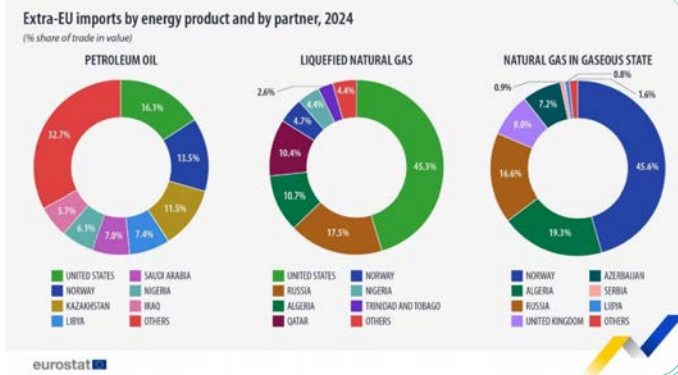
En parallèle, l'intensité carbone de l'électricité européenne a baissé de 30 % depuis 2017, majoritairement grâce au recul du charbon et la percée des renouvelables. Or plus la décarbonation de l'électricité européenne accélère, plus forte encore sera la réduction des émissions de CO<sup>2</sup> permise par l'électrification.

### Pour réduire notre dépendance aux pays exportateurs d'énergies fossiles

L'Union européenne a couvert 58,4 % de ses besoins énergétiques par des importations en 2023<sup>57</sup>. C'est le signe d'une dépendance structurelle aux pays exportateurs de pétrole et de gaz qui sont principalement la Russie, les pays du Moyen Orient, les Etats Unis et certains pays d'Afrique.

Cette dépendance à ces pays rend l'Europe très vulnérable sur la scène internationale. L'électrification permet de réduire cette vulnérabilité en substituant une énergie locale et de plus en plus décarbonée aux hydrocarbures importés.

Figure 13 - Pays fournisseurs de produits pétroliers - Eurostat 2025



### Pour réduire notre déficit commercial engendré par l'importation d'énergies fossiles

En 2024, la facture d'importations d'énergie de l'UE a atteint 376 Mds €, en baisse de 16,2 % sur un an et de très loin sous le pic de crise de 2022, mais encore lourde pour l'économie européenne. Rien qu'en France, le déficit commercial engendré par les importations d'énergies fossiles est de 58 Mds € en 2024<sup>58</sup>.

La Commission préconise l'implémentation de mesures d'accélération des renouvelables, d'électrification et d'efficacité énergétique afin de réduire la demande de pétrole et de gaz et ainsi réduire la facture d'importations fossiles de près de 45 Mds € dès 2025, puis jusqu'à 130 Mds €/an d'ici 2030<sup>59</sup>.



## Quels sont les leviers d'électrification ?

Certains usages fossiles sont directement substituables. Le secteur des transports reste quasi intégralement pétrolier aujourd'hui, avec 90 % de l'énergie des transports encore fournie par des énergies fossiles en 2024. Les transports concentrent par ailleurs 67 % de toute la consommation de produits pétroliers en France. Il s'agit du premier poste d'émissions de CO<sup>2</sup> en France (34 %), stagnant depuis les années 1990, contrairement aux autres secteurs.

Dans le secteur des bâtiments, 16 % des émissions de CO<sup>2</sup> en France, les pompes à chaleur représentent une opportunité intéressante d'amélioration de l'efficacité énergétique du secteur.

Pour l'industrie, l'électrification des procédés, notamment le déploiement de fours électriques sera un vecteur d'augmentation de la consommation électrique. Cette électrification est à nos portes, 21 GW de projets grands consommateurs ont signé un contrat de raccordement.

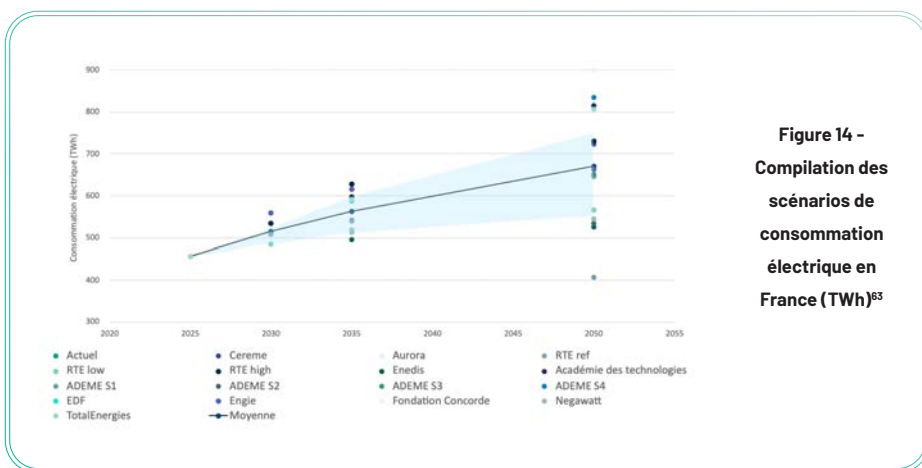
Enfin, portée par les nouveaux usages numériques, la consommation des datacenters en France pourrait tripler d'ici 2035 pour atteindre 28 TWh/an (4 % de la demande électrique nationale). Cela nécessite une planification réseau (localisation, raccordement très haute tension) et des engagements d'efficacité (PUE) et de flexibilité (effacement/pilotage, stockage, récupération de chaleur).

## Quels sont les projections d'électrification ?

Europe comme en France la hausse de la consommation électrique est quasi certaine mais son ampleur reste indéterminée.

En Europe, McKinsey prévoit une croissance de la demande électrique à 3 000 – 3 180 TWh (+10-15 %) à l'horizon 2030<sup>61</sup> et une augmentation de 25 à 50 % d'ici 2035 si nous voulons atteindre nos objectifs de décarbonation<sup>62</sup>.

En France, malgré une consommation qui stagne depuis 15 ans, l'électrification des transports, de l'industrie et du chauffage peut inverser la tendance et remettre le pays sur une trajectoire crédible de baisse des émissions. L'exercice de comparaison des différents scénarios existants réalisé par le Sénat, prévoit lui une consommation pouvant croître de 8 % à 37 % d'ici à 2035<sup>63</sup>.



-Source :

56. nergy Efficiency First principle, Commission Européenne

57. Shedding light on energy in Europe - 2025 edition, Eurostat

58. Bilan énergétique de la France en 2024 - Données provisoires, SDES, Avril 2025

59. Commission continues action to lower energy bills with new guidance on renewables, grids infrastructure and network tariffs? Commission Européenne, Juillet 2025

60. Electricity demand in Europe : growing or going ? McKinsey, Novembre 2024

61. Impact of electrification power demand, Timera Energy, Avril 2022

62. Eclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050, Sénat, Juillet 2024

63. Commission d'enquête du Sénat : « Eclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050 », Juillet 2024

## Idée reçue #10 I

**Nous produisons trop d'électricité en France.**

**VRAI et FAUX.**

**Historiquement, la France produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme, mais cette balance électrique excédentaire est importante, elle est source de revenus, de compétitivité, de sécurité, d'indépendance et de flexibilité pour absorber les besoins futurs liés à l'électrification des usages.**

**D**epuis 1980, la France a un solde exportateur net récurrent, en moyenne de 55 TWh entre 2010 et 2021<sup>64</sup>. Comme le précise la CRE, si le solde net est exportateur, la France a importé 12 TWh en 2024<sup>65</sup>. Certains de ces imports sont des « flux traversants » : la France est à la croisée des différents réseaux européens et son réseau permet le dispatch entre les pays de production et les pays de consommation. La France importe également pour ses propres besoins à des fins d'optimisation économique, lorsque les prix de marché sont inférieurs dans un pays voisin.

### Pourquoi conserver cet excédent ?

Conserver une balance électrique excédentaire reste crucial pour la France pour :

- Garantir la sécurité d'approvisionnement : un excédent structurel renforce la marge de sûreté en pointe et la résilience face aux aléas (hydrologie, indisponibilités, vagues de froid).
- Protéger les ménages et les entreprises contre la volatilité des prix européens souvent dictés par le gaz [voir [Idée reçue #3](#)],
- Renforcer l'indépendance énergétique du pays
- Générer un excédent commercial pour la France (5 Mds € en 2024<sup>66</sup>.)
- Réduire les émissions de CO<sup>2</sup> en Europe : avec sa faible intensité carbone, l'électricité française se substitue chez nos voisins à une électricité plus carbonée. En 2024, plus de 90 % des exports français étaient bas-carbone.
- Répondre aux besoins générés par l'électrification des usages : un excédent bien piloté aujourd'hui, c'est de la flexibilité pour absorber cette montée demain, sans retomber dans une dépendance aux fossiles.

L'excédent électrique français doit ainsi être pensé non pas comme un surplus subi, mais comme une ressource à valoriser intelligemment, au service de la compétitivité et de la transition énergétique européenne.

-Source :

64. Programmation énergétique : après l'obscurité à l'Assemblée, on rallume la lumière ? Carbone 4, juillet 2025

65. Mise en œuvre du seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion pour les échanges d'électricité aux frontières françaises, CRE, Juillet 2025

66. <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/les-exportations-delectricite-nont-jamais-autant-rapporte-a-la-france-2147164>

## Idée reçue #11 I

**Pour l'avenir, le nucléaire et le pipeline des ENR suffisent à couvrir les besoins à venir.**

**FAUX.**

**Des capacités additionnelles de production électrique sont nécessaires pour couvrir l'augmentation attendue de la consommation électrique et le décommissionnement des capacités historiques.**

**C**omme montré plus haut [voir Idée reçue #9], nous devons électrifier d'avantage nos usages, ce qui fera augmenter la consommation électrique à court et moyen terme. Il faut donc développer des capacités de production supplémentaires.

### A l'échelle française

Plusieurs options décarbonées sont activables pour augmenter notre production d'électricité :

1. Le gisement de l'hydroélectricité, mais il est déjà très largement saturé, avec un potentiel restant estimé à 6 % de la capacité installée, essentiellement de projets de micro-hydroélectricité<sup>67</sup>.
2. Le nouveau nucléaire (en particulier les EPR2) mais sa mise en service n'est pas prévue avant 2038.
3. La prolongation de la vie de certaines centrales nucléaires, jusqu'à 50 ans, solution jugée faisable par l'Autorité de Sécurité Nucléaire<sup>68</sup> avec un arrêt progressif à l'horizon 2040 et un coût en augmentation [voir Idée reçue #4.1]. En l'état actuel de la réglementation, ce sont près de 25 GW de capacité et 147 TWh de production qui pourraient être retirés du réseau en 2035<sup>69</sup>.
4. Les énergies renouvelables sont une autre solution pour répondre à cette contrainte de demande supplémentaire, mais les capacités actuellement en développement ne sont-elles pas suffisantes ? Est-il réellement nécessaire de continuer à en développer ?

Faisons le point des volumes de production en cours de développement et comparons-les aux volumes nécessaires :

- Près de 31 GW de solaire (1,3x la capacité existante) et 22,5 GW d'éolien (1,0x) étaient en cours de développement au 31 décembre 2024 en France<sup>70</sup>.
- Dans leur phase de développement, les projets peuvent être redimensionnés ou purement abandonnés, une hypothèse de 50 % de conversion pour l'éolien et 80 % de conversion pour le solaire<sup>71</sup> est une hypothèse raisonnable pour refléter ces écueils.
- Les facteurs de charge sont de 14,5 % pour le solaire et 23,5 % pour l'éolien<sup>72</sup>.
- A partir de la moyenne réduite des projections disponibles [voir Idée reçue #9], la demande électrique nationale est estimée à 515 TWh<sup>73</sup> en 2030, 563 TWh en 2035 et 670 TWh en 2050.
- La position de la France nette exportatrice d'électricité est conservée, avec un ratio production/consommation de 1,12x, en ligne avec l'historique 2014-2024.
- En supposant un retrait des capacités de production nucléaire au bout de 50 ans, ce sont 61 TWh en 2030, 147 TWh en 2035 et 318 TWh en 2050 de production en moins.

Le pipeline de projets solaires et éoliens à date n'est pas suffisant pour couvrir les besoins électriques en 2030, le déficit constaté est de 46 TWh. Si l'on prolongeait à 60 ans la durée de vie des centrales nucléaires, le pipeline permettrait tout juste de couvrir la demande électrique prévue par la plupart des scénarios en 2030 (102,5 %).

Dans le temps long, le déficit se creuse, il est donc impératif de développer rapidement de nouvelles capacités de production et donc de poursuivre le développement des ENR.

Notez que cet exercice de dimensionnement de l'équilibre offre-demande à l'horizon 2030 ne prend pas en compte les arrêts de parcs d'énergies renouvelables vieillissants (1,2 GW de solaire et d'éolien installé avant 2005) ni le temps de développement des parcs d'énergies renouvelables s'étalant régulièrement au-delà de 3 ans pour le solaire et de 7 ans pour l'éolien.

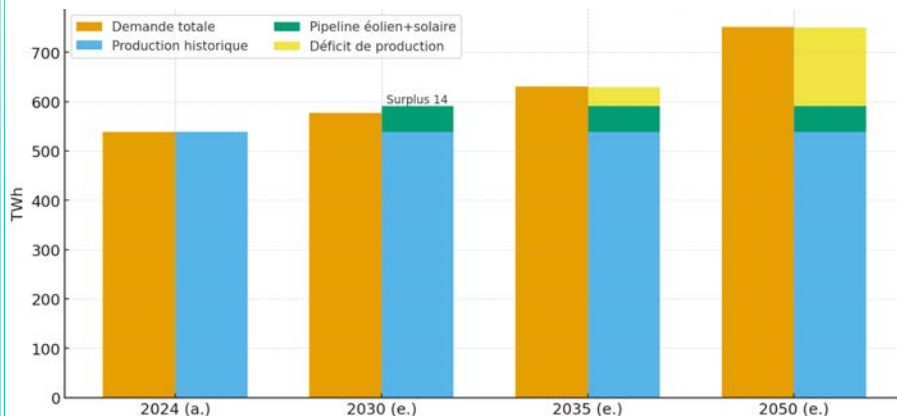


Figure 15 - Projection de la demande et de la production électrique (TWh) - Analyse interne Andera

### A l'échelle européenne...



Le développement des énergies renouvelables en Europe se poursuit à un rythme soutenu, dans le but i) d'atteindre les objectifs européens de décarbonation de Fit for 55 et ii) de réduire à la dépendance européenne aux gaz fossiles. La France, par son mix électrique déjà décarboné est une exception et les autres pays européens ont besoin de développement d'EnR et de capacités de stockage pour remplacer les combustibles fossiles (33 % de la fourniture électrique en 2023)<sup>74</sup>.

Plus de 600 GW d'éolien et de solaire sont en pré-construction en Europe d'après le suivi de Global Energy Monitor, en ligne avec les objectifs annuels de déploiement de 70 GW par an de solaire et 33 GW par an d'éolien jusqu'en 2030. Le réseau et la flexibilité conditionnent la conversion du pipeline : près de 113 GW de projets de stockage (behind the meter et standalone) sont prévus d'ici 2030<sup>75</sup>.

-Source :

67. Actualisation du potentiel hydroélectrique français, DGEC, Août 2023

68. Poursuite de fonctionnement des réacteurs de 1300 MWe au-delà de 40 ans, ASNR, Juillet 2025

69. Fiche presse des centrales EDF 2024 - production 2024 (Bugey, Tricastin, Gravelines, Dampierre, Cruas-Meysses, Paluel)

70. Panorama de l'électricité renouvelable, RTE, Décembre 2024

71. Analyses internes, Andera Partners

72. Moyenne historique sur les 10 dernières années

73. Compilation des scénarios de projections de la demande électrique par Andera

74. Comment l'électricité de l'UE est-elle produite et vendue? Conseil de l'Union Européenne, Avril 2025

75. Etude Blunomy pour Andera Partners - Septembre 2025

## Idee reçue #12 I

**La dépendance européenne aux énergies fossiles la fragilise sur la scène internationale.**

**VRAI.**

**Depuis 60 ans, les situations critiques d'approvisionnement d'énergie ont été nombreuses et ont généré des crises d'ampleur.**

Lors du choc pétrolier de 1973, l'embargo arabe provoque un quadruplement du prix du pétrole en quelques mois. La trainée de poudre se propage rapidement dans l'économie avec une poussée de l'inflation (de 6,2 % en 1972 à 13,7 % en 1974)<sup>76</sup>, une récession en Europe occidentale et une hausse sans précédent en temps de paix du chômage (de 2,8 % en 1973 à 5,7 % à 1979)<sup>77</sup>, marquant durablement l'économie européenne. Le chômage en France bondit encore à la suite du 2nd choc pétrolier de 1979, atteignant 9,7 % en 1982.

En janvier 2009, la crise gazière entre la Russie et l'Ukraine a entraîné la coupure pendant près de deux semaines de l'approvisionnement de 16 États membres, forçant l'UE à des médiations d'urgence et à puiser dans les stocks. La Bulgarie dont le gaz dépendait exclusivement des imports russes a réduit la production de ses usines tandis que la Slovénie déclarait l'état d'urgence<sup>78</sup>.



Les impacts de la guerre en Ukraine depuis octobre 2022 se font encore ressentir sur les pans économiques et sociaux des pays. Le choc énergétique de 2022 a propulsé l'inflation de la zone euro à un pic de 10,6 % en octobre 2022, rognant le pouvoir d'achat et forçant les États à déployer des plans de soutien cumulés à plusieurs centaines de milliards d'euros (c. 650 Mds € engagés<sup>79</sup>), tandis que la croissance s'est figée fin 2023 et que la précarité énergétique a touché plus de 41 millions d'Européens incapables de chauffer correctement leur logement en 2022.

L'UE a certes depuis réduit sa vulnérabilité énergétique vis-à-vis de Moscou, mais son pouvoir de levier a été entamé par le coût macroéconomique du choc et sa crédibilité, notamment dans l'application des sanctions économiques, est toujours fragilisée.

La Russie n'est pas le seul pays en rapport de force avec l'UE autour du gaz. Les Etats Unis et l'UE ont signé en juillet 2025 un accord pour la fourniture de 750 Mds € d'énergies fossiles américaines, dans le but de remplacer les imports russes<sup>80</sup>.

En 2023, le taux de dépendance énergétique de l'UE atteignait 58 % (part des importations nettes dans l'énergie disponible)<sup>81</sup>, rappelant que la sécurité d'approvisionnement et le prix final restent largement déterminés hors d'Europe.

---

-Source :

76. Données Insee de l'inflation

77. L'essentiel sur ... le chômage, Insee

78. Russian gas reaches Europe again via Ukraine, Reuters, Janvier 2009

79. National fiscal policy responses to the energy crisis, Bruegel, Juin 2023

80. What we know so far about the EU-US trade deal, France 24, Juillet 2025

81. Shedding light on energy in Europe, Eurostat, 2025



## Idée reçue #13 |

**Les énergies renouvelables profitent exclusivement à des puissances étrangères.**

### FAUX.

**Les EnR créent des emplois et de la valeur, rapportent des recettes à l'État et aux collectivités, réduisent nos importations fossiles et accroissent la souveraineté du système électrique.**

### Origine des équipements et destination de la valeur créée

Oui, le matériel et les composants photovoltaïques sont essentiellement importés de Chine, qui contrôle plus de 80 % de la production mondiale de panneaux solaires et 95 % de la production de wafer. La réalité est aussi abrupte pour l'éolien, où la Chine contrôle environ 65 % de la capacité de production de nacelles<sup>82-83</sup>.

Si les énergies renouvelables sont souvent pointées du doigt pour la provenance de leurs composants, la Chine ne porte pas le surnom d'usine du monde pour rien. De nombreuses autres industries sont également dépendantes de l'appareil productif chinois : plus de 80 % des batteries d'appareils électroniques sont produites en Chine, et près de 70 % des smartphones et 90 % des ordinateurs portables y sont assemblés. Au global, 29 % de la valeur manufacturière mondiale provient de Chine<sup>84</sup>.

Néanmoins, **sur l'ensemble des coûts d'un projet solaire (CAPEX et OPEX), seule une petite fraction de la valeur (14 %) revient à des pays extraeuropéens, notamment la Chine.** L'intégralité de la main d'œuvre lors de la construction puis pendant les 30 à 40 ans d'exploitation EST exclusivement locale. A l'inverse les énergies fossiles ont une valeur ajoutée locale limitée, de l'ordre de 50 %<sup>85</sup>.

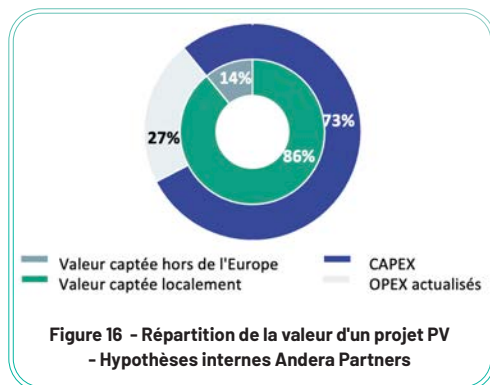


Figure 16 - Répartition de la valeur d'un projet PV  
- Hypothèses internes Andera Partners

### Des filières qui pèsent en France et en Europe

La transition énergétique ouvre également des perspectives économiques. Elle représente déjà plus de 421 000 emplois en France, en progression de 24 % en deux ans<sup>86</sup>. Au niveau européen, ce sont près d'1,8 million d'emplois au service des énergies renouvelables. Ces créations d'emplois concernent des métiers de terrain, liés à l'installation, la maintenance ou encore la rénovation énergétique.

Ces emplois constituent une opportunité de dynamiser l'économie locale et de recréer du lien social là où l'industrie classique a reculé. L'émergence de la filière a permis de structurer des entreprises de renommée internationale dans le développement de projets, le génie civil et l'exploitation-maintenance. Du point de vue du financement des énergies renouvelables, un tissu étroit de banques régionales, de banques spécialisées s'engage dans l'accompagnement de la filière, à hauteur de 96 Mds € en 2024<sup>87</sup>.

### Des flux qui reviennent à l'État et aux territoires

L'État perçoit les garanties d'origine (GO) des installations sous soutien public, leurs mises aux enchères rapportant entre 1 et 7 Mds € par an<sup>88</sup>.

De plus, les projets versent des impôts locaux récurrents : par exemple l'IFER éolien s'élève à 8,51 €/kW allant pour 20 % aux communes, à 50 % à l'intercommunalité et à 30 % au département. Les contributions locales des parcs éoliens et photovoltaïques ont représenté un montant total d'environ 340 M€ en 2024.

La location de terrains pour le développement des énergies renouvelables est également une source de revenus sécurisés sur le long terme pour les agriculteurs, a fortiori avec le développement de projets agriPV de cohabitation de cultures et de production d'énergie.

---

### **Souveraineté : une énergie locale une fois installée**

---

Une fois les parcs en service, l'énergie produite est 100 % domestique. Elle limite les importations d'énergies fossiles et permet un meilleur contrôle des coûts de production.



---

-Source :

- 82. « La production de panneaux solaires commence à sortir de Chine », Les Echos, Août 2025
- 83. Advancing Clean Technology Manufacturing, IAE, Mai 2024
- 84. World Manufacturing Output, MacroTrends, 2022
- 85. La souveraineté par la décarbonation, The Shift Project, Septembre 2025
- 86. Transition énergétique : quelles perspectives pour l'emploi ? Ademe - Octobre 2024
- 87. « Les banques françaises et la lutte contre le changement climatique », FBF - Mai 2025
- 88. Bilan sur la mise en place du complément de rémunération en France, CRE - Juin 2025

## Idée reçue #14 |

**En accélérant la transition énergétique, qui nécessite l'utilisation de matériaux critiques, l'Europe va accroître sa dépendance à des pays autoritaires.**

**VRAI.**

**L'extraction minière est répartie sur plusieurs pays mais la Chine concentre, pour l'instant, la majorité des capacités de traitement et de transformation. Un certain nombre de mesures sont en cours en Europe pour réduire notre dépendance.**

### Extraction minière : une géographie plus diversifiée qu'on ne le croit

La production des métaux de la transition (lithium, nickel, cobalt pour les batteries, cuivre pour les moteurs, câbles et onduleurs PV, terres rares pour les aimants des éoliennes et des moteurs de véhicules électriques) est mondiale et diversifiée. Le point réellement sensible est la concentration de certains métaux dans une géographie précise.

C'est le cas du cobalt en République Démocratique du Congo. La RDC fournit 74 % du cobalt miné mondialement. Les mines artisanales illégales où se concentrent les risques de travail des enfants ont fortement reculé. Elles ne représentent que 2 % de la production de cobalt de RDC en 2024<sup>89</sup>, le reste provenant de mines industrielles ou artisanales légales encadrées et auditées. Concernant les cas de travail d'enfants dans les mines illégales, il faut les combattre : les directives européennes d'identification de la provenance des minerais ont vocation à lutter contre.

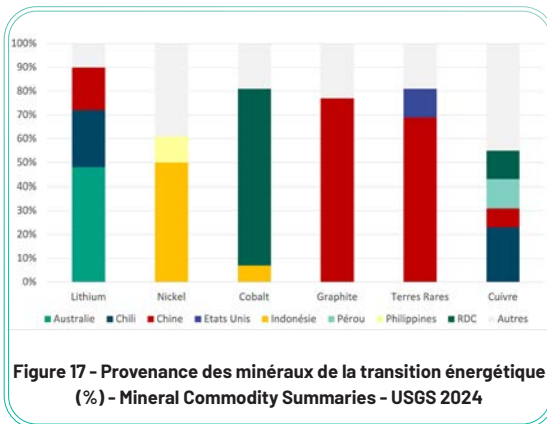


Figure 17 - Provenance des minéraux de la transition énergétique (%) - Mineral Commodity Summaries - USGS 2024

Le Critical Raw Materials Act est un règlement européen qui fixe des jalons à horizon 2030 pour sécuriser l'approvisionnement en minerais depuis l'Europe et des partenaires fiables :

- 10 % des besoins seront extraits dans l'UE (projet minier Imerys en France),
- les importations devront respecter une logique de diversification (moins de 65 % provenant d'un seul pays pour un matériau stratégique),
- l'UE soutiendra la structuration de la filière de recyclage.

### Transformation et souveraineté

La vulnérabilité européenne se situe en aval, pour le traitement, le raffinage et la fabrication des composants. La Chine domine (74 %) le raffinage du cobalt produit en RDC<sup>90</sup>, une très large part des aimants permanents et la séparation des terres rares.

Pour émanciper l'Union Européenne, le **CRMA** vise 40 % des besoins traités dans l'UE et 25 % issus du recyclage d'ici 2030. L'industrie européenne lance ou étend des capacités de raffinage du lithium, de matériaux de cathode et d'aimants (projet Nysa d'Umicore en Pologne pour les cathodes, usine de recyclage de batteries BASF en Allemagne, raffinerie Keliber de lithium en Finlande).

Ce besoin de souveraineté n'est pas propre aux énergies renouvelables : ces minerais critiques sont présents dans toutes nos industries. Le lithium, le nickel et le cobalt ont des applications médicales et aéronautiques. Le cuivre est l'artère de notre électricité : indispensable aux réseaux électriques, aux data centers, aux télécoms, il conditionne autant la transition numérique que la transition énergétique.

-Source :

89. Artisanal cobalt mining drops to a historic low, Cobalt Institute, May 2025

90. Global Critical Minerals Outlook 2024, AIE

## 4. SYSTÈMES ÉLECTRIQUES

### Idée reçue #15 I

**Les EnR ne peuvent représenter plus de 40 % de la production annuelle sans poser de problèmes structurels.**

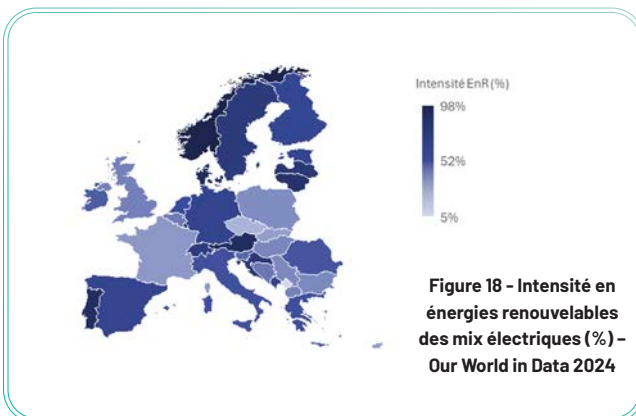
**FAUX.**

**De nombreux pays européens montrent que l'intégration d'un volume important de renouvelables peut être réalisée.**

#### Retours d'expérience européens



Le Danemark vit depuis plusieurs années avec une électricité majoritairement éolienne et solaire : en 2023, ces deux filières ont couvert environ 64 % de la demande, tout en conservant une excellente sécurité d'alimentation. Sa force repose également sur son intégration aux systèmes suédois et allemand, des systèmes robustes<sup>91</sup>. Le Portugal a franchi un palier similaire : en 2024, les renouvelables ont fourni 72 % de la consommation sur 10 mois, notamment grâce à une base d'actifs hydroélectriques et éoliens.



La stabilité d'un système dépend d'abord du design d'ensemble : capacité d'interconnexions, capacité hydraulique de base et modulable (dont les stations de transfert d'énergie par pompage), nucléaire, stockage par batteries et effacement de la demande forment un portefeuille cohérent pour absorber la variabilité du vent et du soleil.

#### En France



D'après RTE, quatre critères sont nécessaires pour rendre le système électrique compatible avec une part importante d'énergies renouvelables :

1. Déployer des solutions techniques équivalentes aux services fournis par la production conventionnelle (synchronisme, inertie, contrôle de fréquence et de tension) pour garantir la stabilité du système,
2. Développer fortement les sources de flexibilité côté demande (effacements, pilotage) et côté production (stockage, modulation),
3. Adapter les réserves opérationnelles et les modes de conduite du système au quotidien, et
4. Renforcer les réseaux de transport et de distribution.

Aujourd'hui, ces critères ne sont pas encore réunis en France, même si le pays part avec des atouts de taille : il est interconnecté à six pays voisins et RTE prévoit un doublement de la capacité d'échanges à l'horizon 2035, ce qui élargit d'autant la capacité d'équilibrage<sup>92</sup>.

À moyen-long terme, RTE, dans son scénario de base, conclut qu'une part annuelle de 50 % à 70 % d'EnR en France est soutenable techniquement et économiquement, à condition d'investir simultanément dans les réseaux, le stockage, le pilotage de la demande et les interconnexions<sup>93</sup>.

-Source :

91. Rapport Danemark 2023, AIE, 2024

92. Interconnections supporting an integrated European power system, RTE

93. Futurs énergétiques 2025, RTE, 2023

## Idée reçue #16 |

**L'intermittence des EnR met le système électrique en danger, le black-out espagnol d'avril 2025 étant le parfait exemple.**

### **FAUX.**

**L'intermittence ne met pas le système électrique en danger tant que celui-ci est doté des moyens techniques nécessaires pour gérer un système à haute part d'énergies renouvelables.**

**Le sujet espagnol est éminemment technique et les conclusions finales sont encore attendues, mais les premières conclusions laissent entendre que le black-out serait lié à une multitude de défaillances techniques et ne pointerait pas les énergies renouvelables en particulier.**

**E**n Espagne, en 2024, les renouvelables ont fourni 57 % de l'électricité, un record atteint sans perte durable de sûreté<sup>94</sup>.

Le 28 avril 2025, un black-out a touché l'Espagne et le Portugal. Le gestionnaire de réseau espagnol REE a montré qu'il s'agissait d'un enchaînement de défaillances techniques qui ont rompu l'équilibre : oscillations de fréquence, problèmes de gestion de la tension et déclenchements protecteurs (load shedding, coupures automatiques destinées à éviter une panne encore plus grande), le tout menant à des coupures en cascade. Il n'y a pas un coupable unique. Parmi les facteurs aggravants, la maison-mère de REE, Redeia, a pointé des manquements d'une très grande centrale solaire, puis de centrales à gaz à leur obligation d'aider à stabiliser la tension. D'autres acteurs ont critiqué la planification et certains réglages du réseau. Le rapport officiel propose des recommandations : mieux outiller le contrôle de la tension et de la fréquence, mieux coordonner la remise sous tension après incident et accélérer les investissements déjà prévus<sup>95</sup>.

La stabilité du réseau passe d'abord par plus de flexibilité, des solutions de contrôle de la demande et un lissage de la production via le développement d'une plus grande capacité de stockage. L'Espagne vise 22,5 GW de stockage d'ici 2030 (batteries, STEP), afin d'absorber les excédents et sécuriser les relances après incident<sup>96</sup>.

Elle passe aussi par des réserves d'équilibrage mobilisées en continu. L'Europe met en commun des offres de flexibilité grâce à deux plateformes gérées par les gestionnaires de réseaux de transport : PICASSO pour une réponse automatique dans les secondes et MARI pour un équilibrage manuel sur plusieurs minutes. Ces places de marché, opérationnelles depuis 2022, agrègent les ressources situées dans plusieurs États et abaissent le coût de stabilisation quand la part des EnR augmente. La France y participe via RTE.

Enfin, les gestionnaires de réseau disposent d'une panoplie d'outils techniques et numériques, souvent peu connus du grand public, qui leur permettent de garder l'électricité disponible en continu. À l'échelle européenne, ENTSO-E coordonne ces déploiements à mesure que l'éolien et le solaire intègrent le mix électrique.



-Source :

94. A Spanish electricity system reports 2024, Red Eléctrica, Mars 2025

95. Red Eléctrica report, Juin 2025

96. PNIEC espagnol (Plan National Intégré Energie-Climat), Septembre 2024



## **Idée reçue #17 I**

**Il est impossible de stocker l'électricité à grande échelle.**

### **FAUX.**

**Le stockage d'énergie par batterie chimique progresse, d'une durée de 2h en moyenne aujourd'hui, vers des solutions intra-journalières et journalières demain. Il s'accompagne du développement de nouvelles technologies (V2G, renforcement des STEPS, hydrogène vert).**

**L**e principe physique fondamental est que l'électricité est un courant : elle ne peut pas être conservée. En revanche, il est possible de stocker de l'énergie sous différentes formes, le stockage gravitationnel de l'eau par barrage est pratiqué depuis des siècles.

L'hydraulique, et surtout le pompage-turbinage, constitue depuis des décennies la colonne vertébrale de la flexibilité européenne, avec 50 GW soit plus du quart de la capacité mondiale de STEP sur le continent<sup>97</sup>. Ces ouvrages fournissent des puissances de pointe, sur plusieurs heures et peuvent lisser la production d'électricité solaire ou éolienne. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie prévoit un déploiement d'1,7 GW de capacité supplémentaire de STEP à l'horizon 2035<sup>98</sup>.

L'Europe déploie également rapidement des batteries stationnaires. En 2024, les nouvelles installations ont atteint près de 21,9 GWh pour une capacité cumulée de 60 GWh. Le parc européen pourrait atteindre 400 GWh en 2029. Grâce aux progrès technologiques, la durée de décharge des batteries s'allonge progressivement. En Europe, la durée moyenne d'une BESS (Battery Energy Storage System) ou batterie stationnaire est passée de 1,4h en 2020 à 2,0h en 2024 en moyenne<sup>99</sup>. La tendance mène vers des batteries de 4h aujourd'hui, avec un objectif de 8h demain. Ces horizons permettent de couvrir durablement les besoins d'équilibrage du système (lissage des pics, gestion intra-journalière, services auxiliaires du réseau).

## **Quelles solutions de stockage pour demain ?**

L'essor du véhicule électrique ouvre une troisième voie au stockage de batteries : avec plus de 50 millions de VE visés autour de 2030, la batterie embarquée devient, via le pilotage de la recharge et le véhicule-to-grid (V2G), une flexibilité distribuée capable de restituer de l'énergie en fonction des besoins.

Enfin, pour les besoins de longue durée (jours à saisons) et le couplage des secteurs difficiles à électrifier, l'Europe mise aussi sur l'hydrogène produit par électrolyse en périodes de surplus renouvelable, puis stocké en cavités salines et revalorisé à la demande dans l'industrie, la mobilité lourde ou, si nécessaire, reconverti en électricité. Les filières européennes structurent en ce sens un backbone H2 et de premiers démonstrateurs de stockage géologique, considérés comme scalables pour équilibrer des systèmes fortement renouvelables. Dans l'aviation et le maritime, les SAF joueront le rôle de stockage indirect de l'électricité via des e-fuels fabriqués à partir d'hydrogène renouvelable et de CO<sub>2</sub> capté.

-Source :

97. A Hydropower and Pumped-Storage Hydropower in the EU, Commission Européenne, 2024

98. Projet de PPE n°3 soumis à la consultation - Mars 2025

99. Battery report 2024, Volta Fondation

# 5. ENVIRONNEMENT ET DURABILITÉ

## Idée reçue #18 I

*Lorsqu'on prend en considération la production et le transport des équipements requis, les énergies renouvelables n'ont pas un faible bilan carbone.*

### FAUX.

*Sur toute leur chaîne de valeur, l'éolien et le solaire ont des émissions 5 à 40 fois plus faibles que les énergies fossiles, compensées en 1 à 3 ans d'exploitation.*

*Il est possible d'encore réduire cette intensité carbone en améliorant les chaînes d'approvisionnement.*

Comme le rappelle Jean-Marc Jancovici, « Il n'existe aucune source d'énergie qui soit totalement propre »<sup>100</sup>. Dans le cas des énergies renouvelables, l'extraction des minerais et terres rares est souvent pointée du doigt comme étant particulièrement émettrice.

Les chiffres sont pourtant clairs : toutes les énergies renouvelables ainsi que le nucléaire représentent de bien meilleures alternatives que n'importe quelle énergie fossile en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>.

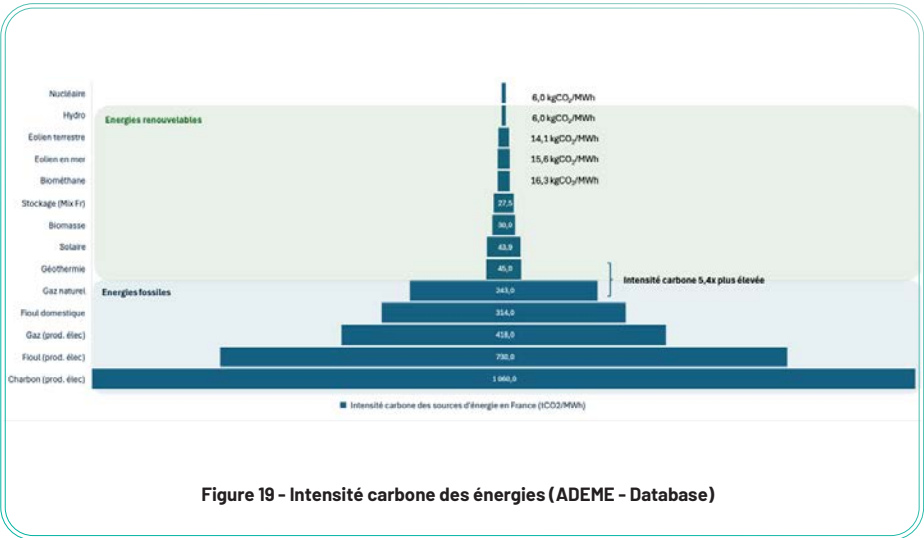


Figure 19 - Intensité carbone des énergies (ADEME - Database)

Contrairement aux énergies fossiles, les émissions du solaire et de l'éolien ne proviennent pas de leur exploitation (qui est quasi neutre en carbone) mais en amont, lors de la fabrication. Pour l'éolien, plus de 70 % des émissions sont liées à la production de matériaux (acier, béton et cuivre)<sup>101</sup>. Pour le solaire, 85 % des émissions proviennent de la fabrication des modules et des onduleurs (silicium et aluminium).

Le transport, la construction et l'installation représentent chacun moins de 10 % du bilan. En fin de vie, le recyclage des métaux et des matériaux permet d'éviter une partie de ces émissions, et les filières de recyclage des panneaux solaires et des pales d'éoliennes se développent rapidement en Europe.

Quand on compare le bilan carbone des EnR au CO<sub>2</sub> évité grâce à la production d'électricité bas-carbone, le retour sur investissement climatique est quasi immédiat. Le bilan carbone initial de l'éolien terrestre est compensé en 6 à 12 mois pour l'éolien et en 1,5 à 3 ans pour le solaire PV, pour une durée de vie de 30 ans<sup>102</sup>.



Si les développeurs de projets EnR souhaitent réduire encore l'empreinte environnementale de leurs projets, ils pourraient avoir recours à des chaînes d'approvisionnement plus locales (production européenne de panneaux, substitution partielle aux terres rares). Mais les surcoûts d'une production européenne de modules PV sont estimés à 40 % par rapport aux modules chinois<sup>103</sup>.

Malgré ce coût supplémentaire, certains pays européens bonifient ou conditionnent l'obtention de certains tarifs d'achat à un approvisionnement bas carbone.



-Source :

100. A quoi ressemblerait un monde qui serait « énergétiquement vertueux »?, Jean Marc Jancovici, 2000

101. Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France, ADEME, 2017

102. Environmental Life Cycle Assessment of Electricity - IEA 2024

103. Reshoring Solar Manufacturing to Europe, SolarPower Europe, Septembre 2025

## Idée reçue #19 I

**Les parcs photovoltaïques et éoliens sont installés sans considération pour la biodiversité.**

**FAUX.**

**Les impacts existent mais sont encadrés par la réglementation.**

---

### Un cadre précis

---

**E**n France, une étude d'impact environnemental est obligatoire pour l'éolien terrestre et pour les centrales solaires au sol de plus de 1 MW. En dessous, un examen au cas par cas s'applique, avec la possibilité pour le préfet de déclencher une évaluation complète si le site est sensible. Chaque dossier est instruit par une Autorité environnementale indépendante et soumis à la consultation du public. Au-delà de la procédure, la séquence Éviter-Réduire-Compenser (ERC) impose une obligation de résultat : l'objectif est l'absence de perte nette de biodiversité. À défaut, l'autorisation est refusée ou conditionnée à des mesures renforcées assorties de garanties financières. Le contrôle se poursuit en chantier et en exploitation, l'OFB exerçant la police de l'environnement et pouvant constater les manquements et proposer des ajustements et des pénalités.

Enfin et surtout, l'exploitant d'un parc renouvelable est tenu par la loi de démanteler le parc et de réaliser la remise en état du terrain, quelle que soit sa taille<sup>104</sup>.

---

### Éolien

---

Pour l'éolien, les principaux enjeux concernent la collision et la perturbation d'oiseaux et de chauves-souris, ainsi que l'occupation du sol et le paysage si l'implantation est mal choisie. Une étude d'impact biodiversité sur les espèces autochtones, leurs couloirs de migration et zones de chasse est préalable à toute implantation de projets. Lors de l'opération, des bridages ciblés et des dispositifs "shutdown-on-demand" fondés sur la détection permettent de diminuer nettement la mortalité des espèces pour des pertes de production limitées. Des prescriptions complémentaires peuvent être imposées par arrêté préfectoral si le suivi en exploitation révèle un besoin d'ajustement.

---

### Solaire

---

Pour le photovoltaïque au sol, l'enjeu principal est l'occupation et la transformation des habitats. Les impacts dépendent fortement du site et de la gestion. En privilégiant les surfaces artificialisées (toitures, parkings, friches) ou des terres agricoles intensives, et en adoptant un design compatible avec le maintien de la biodiversité (pas de décapage généralisé, sols vivants, trames de circulation de la faune, gestion extensive par fauche tardive ou pâturage), les effets négatifs sont limités. Plusieurs travaux montrent qu'une végétation herbacée diversifiée sous et entre les rangées favorise les pollinisateurs et d'autres invertébrés, tandis que l'agrivoltaïsme peut améliorer l'humidité des sols et la résilience aux sécheresses grâce à l'ombrage partiel<sup>105</sup>.

---

-Source :

104. Article L.515-46 du Code de l'environnement

105. "Enhancing ecosystem services and biodiversity in agrivoltaics through habitat-enhancing strategies", Ludzuweit & al. Avril 2025

## Idée reçue #20 I

**L'éolien est source de nuisances sonores pour les riverains.**

**FAUX.**

**Une éolienne à la distance légale minimale fait le bruit d'un réfrigérateur.**

**24 millions de français sont exposés à des bruits plus gênants, notamment à cause du trafic routier.**

**Le bruit des éoliennes n'a pas d'impact prouvé sur la santé des riverains.**

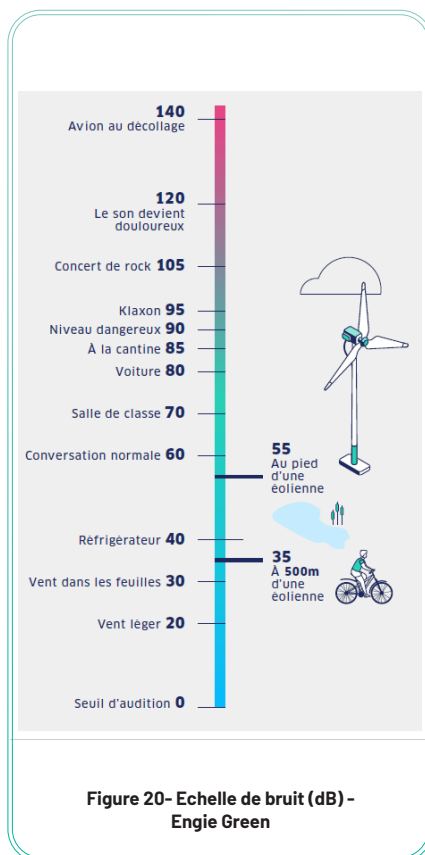
### Cadre légal

**E**n France, les éoliennes ne doivent pas être trop bruyantes pour les personnes qui vivent à proximité. Le bruit perçu par les riverains est mesuré de deux manières :

- L'émergence sonore : la différence entre le bruit de l'éolienne en fonctionnement et le bruit ambiant. Elle ne doit pas dépasser 5 décibels (dB) le jour et 3 dB la nuit.
- Le niveau sonore absolu limité à 70 dB le jour (bruit d'un aspirateur) et 60 dB (bruit d'un ventilateur) la nuit.

Le cadre légal impose également une distance minimale d'implantation à 500 m des habitations<sup>106</sup>. À cette distance, le niveau de bruit constaté d'une éolienne est de 35 dB<sup>107</sup> (bruit d'un ordinateur).

Les développeurs ont l'obligation de réaliser au préalable une étude acoustique et de modéliser le bruit futur des éoliennes. Au bout de 12 mois d'exploitation, ils doivent réaliser des campagnes régulières de mesure du bruit et mettre en place des dispositifs de bridage (réduction de la vitesse, arrêt momentané) afin de respecter la loi. Au même titre que des manquements au sujet de la biodiversité [voir Idée reçue #19], les préfets peuvent imposer des mesures correctives voire suspendre l'activité du parc.



### Les français sont très exposés aux nuisances sonores

La France serait le pays européen comptant le plus d'habitants exposés aux bruits. Plus de 24 millions de français sont exposés à un bruit de plus de 55 dB, causé par le trafic routier (87 %) et le trafic ferroviaire (10 %)<sup>108</sup>. Mis en perspective, le bruit généré par une éolienne reste modéré comparé aux principales sources de nuisances sonores. Les nuisances sonores sont toutefois un sujet de société : à l'échelle nationale, le coût social du bruit est évalué à 147 Mds € par an<sup>109</sup>, quantifiant notamment la gêne et les perturbations de sommeil occasionnées.

---

## Quel impact du bruit des éoliennes sur la santé ?

---

S'il peut exister une gêne liée au bruit des éoliennes, surtout dans un environnement calme, les données ne montrent pas de preuve d'impacts sanitaires avérés aux niveaux d'exposition typiques des riverains<sup>110</sup>.

Enfin, les infrasons émis par les éoliennes ne semblent pas constituer un problème de santé publique : les niveaux mesurés sont inférieurs aux seuils d'audibilité et aucun effet sanitaire spécifique n'est à ce jour établi au-delà de la gêne audible.

L'acceptabilité d'un parc éolien repose cependant d'abord sur une concertation transparente et précoce, associant les riverains aux choix d'implantation et aux mesures d'atténuation.



---

-Source :

106. ICPE, arrêtés du 26 août 2011

107. L'éolien en 10 questions, ADEME, Avril 2019

108. Environmental noise in Europe, European Environment Agency, Juin 2025

109. Le coût social du bruit en France, ADEME, Octobre 2021

110. Health problems near wind turbines, Ballatsas & al, Juillet 2025

## **Idee reçue #21 I**

**Les équipements photovoltaïques et éoliens ne sont pas recyclables.**

**FAUX.**

**Les filières de recyclage PV et éolienne sont déjà largement développées, les installations sont recyclables**

### **À l'échelle européenne**



**A** mesure que les énergies renouvelables intermittentes se déploient, la question de la fin de vie des installations devient centrale : les panneaux PV et les éoliennes arrivent progressivement à leur démantèlement.

Depuis 2012, les panneaux photovoltaïques sont soumis au principe de Responsabilité Élargie du Producteur (REP), qui impose leur collecte, traitement et valorisation. La directive européenne DEEE fixe des objectifs ambitieux : jusqu'à 85 % de collecte des déchets et 80 à 85 % de recyclage ou réutilisation des modules<sup>111</sup>.

Pour l'éolien, contrairement au solaire, il n'existe pas encore d'objectifs européens spécifiques par composant. La recyclabilité est encadrée par la directive cadre sur les déchets, renforcée par la directive 2025/1892 (publiée en septembre 2025), qui impose davantage de traçabilité. Plusieurs pays (France, Allemagne, Pays-Bas, Autriche, Finlande) ont déjà interdit la mise en décharge des pales composites, poussant le secteur vers des solutions de réemploi et de recyclage.

La filière s'est engagée vers le zéro mise en décharge des pales et la recyclabilité à 100 % des pales à horizon 2030 chez certains énergéticiens (ex. Vattenfall), pendant que WindEurope (association européenne de l'éolien) porte un objectif de solutions de fin de vie pour toutes les pales. Dans les faits, 90 % de la masse d'une éolienne (acier, béton, cuivre, etc.) se recycle déjà via des filières établies. Les pales composites restent le principal défi : leurs exutoires vont du réemploi (passerelles, abris, écrans acoustiques, mobiliers urbains) à la combustion en cimenterie ou au broyage pour servir de charges dans les bétons et mortiers. Pour résoudre ce défi, les constructeurs innovent : le projet ZEBRA pour Zero Waste Blade Research (porté notamment par ENGIE, SUEZ et Arkema) cherche notamment à développer de nouveaux matériaux pour des pales 100 % recyclables.

### **À l'échelle française**



La filière photovoltaïque française s'est structurée dès 2014 avec la création de la Soren, l'éco-organisme agréé par l'État pour la collecte, le traitement et la valorisation des panneaux solaires usagés. Il coordonne l'ensemble des acteurs de la filière (fabricants, distributeurs, collectivités, installateurs, recycleurs) dans une démarche d'économie circulaire et de transition énergétique responsable.

Le taux de valorisation des panneaux photovoltaïques atteint 94,7 %<sup>112</sup>, grâce à des procédés de recyclage performants. Les panneaux sont d'abord collectés gratuitement par la Soren, puis acheminés vers des centres spécialisés. Là, ils sont démontés : le cadre en aluminium est retiré et fondu, les câbles et boîtiers de jonction sont extraits, et les modules sont broyés pour séparer les matériaux.

Les principaux composants (verre à 70 %, aluminium à 10 %, plastiques à 10 %) sont recyclés dans des filières établies. Le silicium et les métaux précieux comme le cuivre et l'argent sont également récupérés et valorisés.

La filière éolienne est elle aussi réglementée puisque chaque dossier d'autorisation doit désormais prouver la recyclabilité ou la réutilisabilité de 95 % de la masse totale de l'éolienne (fondations incluses) et de 55 % du rotor (pâles incluses)<sup>113</sup>. La remise en état est également encadrée pour adresser les défis du béton : depuis 2021, l'excavation des fondations doit être totale au moment du démantèlement. Une garantie financière est par ailleurs demandée à l'exploitant afin d'assurer le démantèlement effectif.

-Source :

111. Directive 2018/849

112. Je veux savoir que faire de mes panneaux photovoltaïques, Ministère de la Transition Ecologique - Mai 2024

113. Arrêté du 22 juin 2020 - Journal officiel

## Idée reçue #22 I

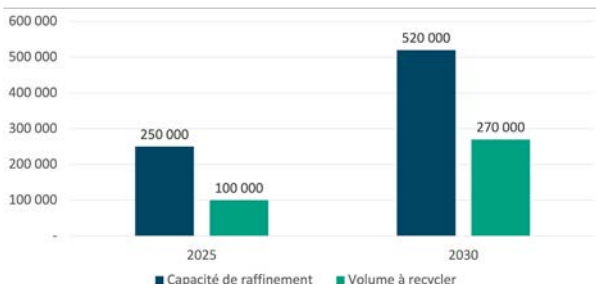
**Les batteries ne sont pas recyclables.**

**FAUX.**

**La filière se structure, avec des exigences de recyclabilité à plus de 65 %.**

**E**n Europe, les batteries sont déjà recyclées et les capacités montent vite en puissance. Tout dépend de la technologie utilisée :

- Les batteries au plomb-acide (voitures thermiques) ont un taux de collecte et de recyclage de 79 %<sup>114</sup> dans l'UE.
- Les batteries lithium-ion suivent la même trajectoire avec 95 % de la masse de la batterie qui peut être recyclée<sup>115</sup>, ce qui permettra de pallier les éventuelles limites d'extraction de cuivre et de lithium d'ici à 2035<sup>116</sup>. A noter qu'aujourd'hui les capacités de traitement sont supérieures aux besoins. Les capacités prévues à l'horizon 2030 seraient suffisantes pour couvrir la croissance des besoins, au fur et à mesure que le parc de batteries vieillit.



**Figure 21- Capacité de raffinement de batteries lithium en Europe (t/an) - Battery Update Fraunhofer ISI - Juillet 2025**

La réglementation européenne pousse le secteur à se structurer pour le recyclage et l'utilisation de matériaux recyclés. Le recyclage doit atteindre un minimum de 65 % d'efficacité pour les batteries lithium-ion en 2025 (poussé à 70 % en 2030). Les taux de récupération de matériaux doivent être de 50 % pour le lithium en 2027 puis 80 % fin 2031. Pour les filières plus tendues du cobalt, cuivre, nickel et plomb, ce taux s'élève à 90 % fin 2027 et 95 % fin 2031<sup>117</sup>.

La filière européenne de recyclage des batteries est encore en rodage : elle avance moins vite que le marché des véhicules électriques, faute de volumes suffisants de batteries en fin de vie. Sa montée en puissance est aussi freinée par l'incertitude sur le rythme réel d'électrification et par une rentabilité encore volatile des procédés, très sensible aux cours des métaux.

À moyen terme, le recyclage pourrait toutefois couvrir une part significative des besoins européens en métaux de batteries et ainsi renforcer la souveraineté industrielle et l'autonomie d'approvisionnement du continent. [\[voir Idée reçue #15\]](#).

Enfin, au-delà du Li-ion actuel, les nouvelles batteries (sodium-ion, batterie solide) représentent une vraie opportunité : matières plus abondantes et locales, potentiellement plus recyclables et donc des coûts et une empreinte réduits.

~Source :

114. Waste statistics - recycling of batteries and accumulators, Eurostat, Novembre 2024

115. Les idées reçues sur la voiture électrique, Carbone4, Juin 2025

116. Global Critical Minerals Outlook 2025, AIE

117. Regulation (EU) 2025/606, Mars 2025







Idée reçue #24 | Les véhicules électriques coûtent plus cher que les véhicules thermiques.

FAUX. Sur la durée d'utilisation, un véhicule électrique est moins cher qu'un véhicule thermique.

Une convergence des prix de vente des véhicules électriques et thermiques à l'achat

Certes, le prix d'achat d'un véhicule électrique est aujourd'hui plus élevé que celui d'un modèle thermique équivalent. Mais cette différence tend à se réduire rapidement. Depuis 2015, le prix moyen des voitures électriques a baissé de près de 20 %, notamment grâce à la baisse du coût des batteries, à l'industrialisation des chaînes de production et à l'arrivée de modèles compacts plus accessibles. La Citroën ë-C3 ou la Dacia Spring sont des exemples de modèles proposés à des prix compris entre 15 000 et 25 000 €, avant aides. Les aides publiques sont encore nécessaires pour promouvoir l'attractivité du véhicule électrique. En 2025, le coup de pouce aux particuliers permet de financer jusqu'à 4 000 € selon les revenus du ménage, augmenté d'une prime de 1 000 € pour les véhicules produits en Europe. Elles ne seront bientôt plus nécessaires : la baisse des prix constatée, notamment portée par la baisse des coûts des batteries, permettrait d'atteindre la parité dès 2026<sup>121</sup>. Déjà sur le marché de l'occasion, les prix des véhicules électriques s'alignent avec les prix des véhicules thermiques autour de 20 000 €<sup>122</sup>.

Coût à l'usage

Le coût à l'usage du véhicule électrique présente déjà un fort avantage par rapport au véhicule thermique :

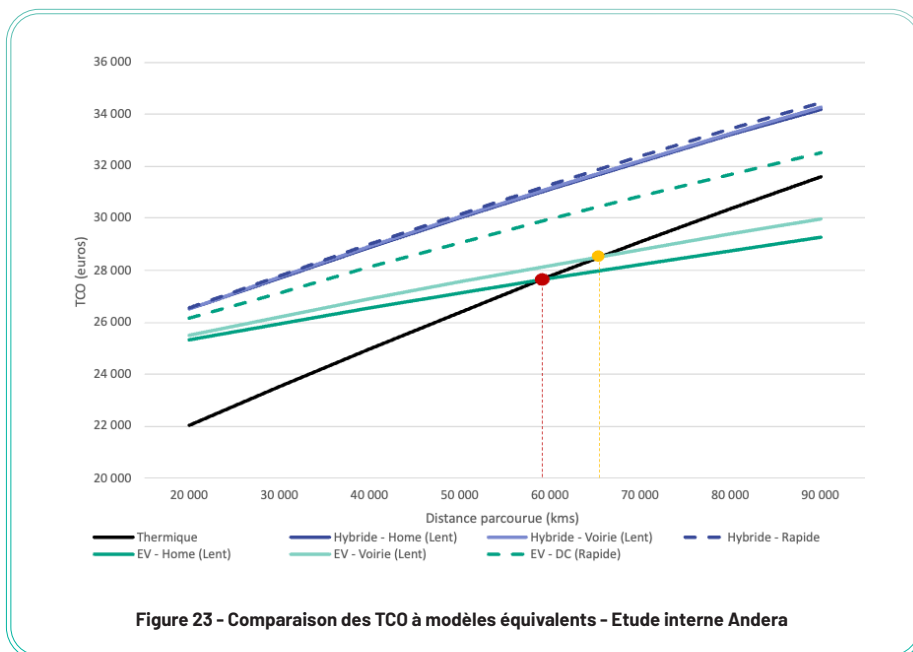
- Charge : alors que le fuel nécessaire pour parcourir 100km avec un véhicule thermique coûte en moyenne 14-15 €, la recharge d'un véhicule électrique sur la même distance coûte en moyenne moins de 4 € à domicile et 10 € sur autoroute.
- Entretien courant : le véhicule électrique comporte moins de pièces d'usure. Sur 4 ans, l'entretien d'un véhicule électrique coûte en moyenne 20 à 30 % de moins qu'un modèle thermique.<sup>123</sup> Concernant la durée de vie, la batterie offre une autonomie garantie de 8 ans, optimale pendant 10 ans, soit entre 200 000 et 500 000 km selon l'usage. À titre de comparaison, un moteur thermique atteint rarement les 300 000 km sans intervention majeure.
- L'assurance, elle, est toutefois plus élevée pour un véhicule électrique, compte tenu de réparations plus onéreuses en cas d'incident, en moyenne de 1,5 à 2 fois plus cher que pour un véhicule thermique.

Total Cost of Ownership

Le Total Cost of Ownership (TCO) est l'indicateur le plus pertinent pour comparer les deux motorisations car il inclut l'ensemble des coûts (coûts d'acquisition et coûts d'usage). Les composantes principales sont le coût d'achat du véhicule, le coût de la recharge (à la maison et sur la voirie en bornes lentes, sur bornes rapides), la distance parcourue et les coûts d'entretien. Nous avons compilé le TCO pour différents modèles équivalents de la Renault 5 E-Tech :

124

| Motorisation         | Modèle                  | Prix d'achat | Coût de l'énergie unitaire | Consommation                      | Distance parcourue | Coûts d'entretien |
|----------------------|-------------------------|--------------|----------------------------|-----------------------------------|--------------------|-------------------|
|                      |                         | €            | €/L (a-b) ou €/kWh (c.)    | L/100 km (a-b)<br>kWh/100 km (c.) | km                 | €/km              |
| Thermique            | Renault Clio TCe 90 (a) | 19 600       | 1,7                        | 5                                 | 60 000             | 0,082             |
| Hybride rechargeable | Renault Clio E-Tech (b) | 24 900       | 1,24                       | 4,2                               | 60 000             | 0,082             |
| Électrique           | Renault 5 E-Tech (c.)   | 24 990       | 0,18                       | 15,9                              | 60 000             | 0,038             |



Le point d'équilibre pour le modèle électrique le plus vendu en France s'établit aujourd'hui autour de 60 000 km si l'utilisateur se recharge à domicile. A l'inverse, l'hybride rechargeable, que beaucoup considère comme une bonne transition vers l'électrique, sera toujours plus chère que l'électrique (parité atteinte avec le thermique à 240 000 km).

Au niveau européen, 91 % des voitures électriques vendues auront un TCO inférieur aux thermiques en 2028<sup>125</sup>.

Les camions électriques sont également compétitifs pour la logistique urbaine et régionale. Une étude menée par Carbone 4 montre que 20 à 40 % des tournées régionales sont électrifiables dès aujourd'hui, avec une autonomie de 180 à 250 km. Le TCO est favorable dans ces usages, notamment grâce à la baisse des coûts d'exploitation (énergie, entretien) et aux aides comme le suramortissement fiscal ou les CEE. Les gains peuvent atteindre 3 000 € par camion et par an, en optimisant la recharge et la flexibilité énergétique.

-Source :

121. Electric Vehicle Battery Packs See Biggest Price Drop Since 2017, Bloomberg, Decembre 2024

122. Pour la première fois, le prix moyen des véhicules électriques d'occasion passe sous les 20.000 euros, Le Figaro, Juin 2025

123. <https://www.lacentrale.fr/conseils/guides-pratiques/cout-entretien-voiture-electrique>

124. Données autojournal.fr, lacentrale.fr, Renault.fr - 12 000 km par an - actualisation annuelle à 4%

125. "Why BEVs outperform PHEVs and Range-Extended EVs for light transport decarbonization by 2035 in Europe", ChargeFrance x BCG, Septembre 2025

Idée reçue #25 | Les constructeurs peinent à passer au tout électrique.

**VRAI.**  
Les trajectoires ambitieuses des constructeurs sont progressivement revues à la baisse. Dans un souci de souveraineté européenne et de décarbonation, leur engagement est nécessaire.

Depuis quelques années, les constructeurs automobiles européens communiquent massivement sur leur transition vers l'électrique. Volkswagen, Stellantis, BMW ou Renault annoncent des gammes 100 % électriques à horizon 2030-2040 et multiplient les plans d'investissement : au total, ces 4 constructeurs prévoient près de 180 Mds € d'investissements dans la chaîne de valeur d'ici 2030. Pourtant, derrière les promesses, la réalité industrielle et commerciale est plus contrastée : l'Europe n'est pas encore prête à affronter la bascule du marché mondial.

Ambitions en repli, une réalité terrain qui avance

Depuis début 2024, plusieurs groupes européens ont recalibré leurs promesses "tout-électrique". Mercedes-Benz a officiellement renoncé au 100 % EV en 2030 et vise désormais 50 % de ventes électriques et hybrides rechargeables à cet horizon<sup>126</sup>. Et fin septembre 2025, Volkswagen a suspendu temporairement la production dans deux usines EV en Allemagne, citant une demande trop faible. En parallèle, les associations du secteur comme l'ACEA poussent à assouplir la trajectoire CO<sup>2</sup> de l'Union Européenne, notamment de l'interdiction de vente de voitures neuves thermiques en 2035, signe d'un repli d'ambition sectorielle<sup>127</sup>.

Pourtant, les constructeurs européens ont renforcé leur offre avec de nouvelles gammes plus compactes et donc plus abordables (Citroen e-C3, Renault 5). En parallèle, leurs modèles trustent les meilleures ventes en 2024, talonnant Tesla et cumulant plus d'un million de véhicules vendus en cumulé (BMW, Mercedes, Volvo et Volkswagen).

L'exécution industrielle continue également de s'étoffer : Stellantis et CATL investissent jusqu'à 4,1 Md € dans une gigafactory LFP de 50 GWh à Saragosse (Espagne), et la JV Stellantis-Leapmotor a ouvert les commandes de VE abordables en Europe. Côté marché, les voitures électriques progressent malgré tout, avec une hausse de 25% des immatriculations au S1 2025 (1,2 millions d'EV)<sup>128</sup> encore bien derrière les ventes d'hybrides (3,8 millions d'hybrides en circulation).

| Modèles vendus  | Ventes 2024 (#) |
|-----------------|-----------------|
| Tesla Model Y   | 209 214         |
| Tesla Model 3   | 112 789         |
| Volvo EX30      | 78 032          |
| Škoda Enyaq     | 68 874          |
| Volkswagen ID.4 | 64 756          |
| Volkswagen ID.3 | 54 531          |
| BMW iX1         | 52 283          |
| MG4             | 51 775          |
| Audi Q4         | 48 094          |
| BMW i4          | 45 062          |
| Mercedes EQA    | 43 083          |
| Cupra Born      | 41 231          |
| Volvo EX40      | 39 955          |
| Hyundai Kona    | 36 450          |
| Peugeot 208     | 35 489          |
| Mercedes EQB    | 33 188          |
| Volkswagen ID.7 | 32 218          |
| Renault Mégane  | 31 445          |
| Fiat 500        | 29 150          |
| Kia Niro        | 25 616          |
| Total BEV       | 1 133 235       |

Constructeurs européens

Figure 24 - Ventes de voitures électriques en Europe par modèle - Jato - Janvier 2025

Pourquoi le « multi-énergies » n'est pas forcément la solution ?

À court terme, conserver des gammes mêlant thermique, hybride et 100 % électrique rassure les constructeurs face à une demande EV encore fluctuante. Mais cette stratégie retarde la mise à l'échelle des plateformes électriques, dilue le CAPEX entre plusieurs chaînes produit et freine la baisse des coûts liée aux effets d'apprentissage des batteries, dont les prix ont pourtant chuté d'environ 20 % en 2024 à 115 \$/kWh<sup>129</sup>.

Surtout, la stratégie « multi-énergies » n'efface pas la contrainte réglementaire : le cadre européen exige une réduction de 100 % des émissions pour les voitures et utilitaires neufs en 2035, avec des cibles renforcées dès 2030<sup>130</sup>. Miser durablement sur l'hybride revient à décaler l'effort plutôt qu'à le résoudre, tout en risquant des pénalités.

Le maintien d'offres thermiques/hybrides prolonge la dépendance aux carburants importés et donc à la volatilité des prix de l'énergie, à rebours des objectifs de souveraineté. À l'inverse, l'électrification relocalise une partie de la dépense vers l'électricité et les chaînes industrielles en Europe, qui se construisent (gigafactories, partenariats batteries), et s'appuie sur une infrastructure de recharge qui s'étoffe rapidement : la barre de 1 million de points de recharge publique a été franchie en Europe en 2024 en hausse de +35 % sur un an<sup>131</sup>.

Enfin, ces incertitudes brouillent le signal au client. Tant que l'hybride reste l'option par défaut, la part des VE progresse mais en-deçà de la croissance requise, ce qui entretient le cercle : volumes plus faibles, coûts unitaires plus élevés, et moindre compétitivité face aux modèles chinois.

---

### Une concurrence chinoise redoutable

---

La Chine domine aujourd'hui le marché mondial des véhicules électriques, produisant plus de **54 % des voitures électriques dans le monde**. Les constructeurs chinois, comme BYD, MG ou Nio, affichent des coûts plus bas de 45% en moyenne<sup>132</sup>, une forte intégration verticale (batteries, métaux critiques) et un renouvellement inégalé de leur catalogue.

Si Volkswagen, Tesla et BMW restent les leaders du marché européen, ils sont talonnés par BYD (4 % des parts de marché). L'ensemble des constructeurs chinois représente aujourd'hui 9% du marché européen<sup>133</sup>.

---

### Le rôle décisif de l'État et des politiques publiques

---

Face à cette situation, le rôle de l'État est central. Les politiques publiques s'efforcent de protéger le marché, inciter les consommateurs et de soutenir l'appareil industriel dans sa transformation. Cela passe par :

- Le déploiement accéléré des bornes de recharge, indispensables pour lever les freins à l'achat,
- Des incitations financières (bonus, fiscalité, crédits d'impôt) pour rendre l'électrique accessible aux ménages, notamment par le soutien à la production de modèles de petite taille, plus adaptés aux besoins et moins chers,
- Une stratégie commerciale offensive, avec des droits de douane ciblés (de 27 à 48% depuis octobre 2024) et un prix plancher pour éviter le dumping.



---

-Source :

126. Mercedes-Benz backs off plan to only sell EVs by 2030, Hawkins, The Verge, Février 2024

127. Carmakers demand EU eases 'rigid' 2035 petrol car ban, Financial Times, Octobre 2025

128. Quelle est la part des voitures électriques dans les pays européens au premier semestre 2025 ?, L'Argus, Août 2025

129. Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, BloombergNEF, Décembre 2024

130. Light-duty vehicles - Climate Action, site internet de la Commission Européenne

131. Electric vehicle charging - Global EV Outlook 2025

132. EV Price Gap: A divide in the Global automotive industry, JATO, T4 2023

133. Les Chinois progressent encore sur le marché des voitures électriques en Europe, Le Blog Auto, Juin 2025

## **Idee reçue #26 |**

**L'autonomie des véhicules électriques est insuffisante.**

### **FAUX.**

**90% des usages n'ont d'autre besoin qu'une charge à domicile et au bureau. Sur les 10% restant, qui sont les trajets longue distance, les barrières s'amenuisent rapidement avec des véhicules électriques aux autonomies de plus en plus longues (350km), un réseau de bornes de plus en plus dense (une station tous les 50km sur les grands axes) et un temps de charge qui descend désormais sous la barre des 30 minutes.**

### **90% des charges faites à domicile ou sur le lieu de travail**

**E**n moyenne, les français réalisent 6,3 trajets de plus de 80 km par an. Le reste de leurs déplacements relève de la mobilité locale, largement compatible avec une recharge à domicile. Les données d'Enedis montrent que plus de **90 % des recharges de véhicules électriques s'effectuent à domicile ou au travail**<sup>134</sup>, ce qui permet de couvrir les trajets du quotidien sans dépendre des bornes publiques.

### **Pour les 10% de charges faites sur des trajets longs**

Pour les trajets plus longs, les modèles récents de véhicules électriques offrent des **autonomies réelles de l'ordre de près de 350 km**<sup>135</sup>. Cette autonomie a progressé de près de 75 %<sup>136</sup> en dix ans, grâce à l'amélioration des batteries, à une meilleure efficacité énergétique et à l'optimisation des systèmes embarqués. Les trajets de plus de 100 km représentent qu'1,2 % des voyages en voiture des français<sup>137</sup>.

Le **réseau de recharge rapide** s'est également densifié. Depuis 2024, toutes les aires de service des autoroutes concédées sont équipées de bornes de recharge. En moyenne, on trouve une station de recharge tous les 50 km sur les grands axes en France<sup>138</sup>, ce qui permet d'envisager les trajets longue distance avec des arrêts courts et planifiés. S'il est aujourd'hui suffisant, le réseau doit encore se densifier pour palier tout inconfort. En juillet 2025, le réseau de bornes publiques atteignaient 175 000 bornes, encore loin de l'objectif de 400 000 bornes à l'horizon 2030<sup>139</sup>.

Par ailleurs, le **temps de charge** s'est accéléré au cours des dernières années avec l'installation de bornes rapides ou ultra-rapides, permettant de récupérer environ 80 % d'autonomie en moins de 30 minutes.

La disponibilité des bornes publiques reste toutefois un enjeu majeur pour le développement serein de la mobilité électrique. 68 % des points de charge affichent une disponibilité supérieure à 99 %, seuil de fiabilité de la disponibilité. En revanche 4 % des points de charge ne fonctionnent pas au moins sept jours consécutifs. Ce constat souligne une marge de progression importante pour les opérateurs, en matière de maintenance et de supervision. L'expérience utilisateur peut être altérée par des bornes hors service ou mal signalées, ce qui alimente une perception négative du secteur.

### **Transport routier**

Concernant le transport routier, plusieurs constructeurs proposent des camions électriques adaptés à la logistique régionale, avec des autonomies proches de 300 km et les entreprises de logistique et de transport se saisissent du sujet. Pour les trajets longue distance, l'Union européenne développe des corridors de recharge transnationaux. Deux axes pilotes ont été lancés : Scandinavie-Méditerranée et Mer du Nord-Baltique. Ces corridors seront équipés de bornes haute puissance tous les 120 km au minimum, facilitant l'électrification du transport de marchandises à l'échelle continentale.

-Source :

134. Enquête comportementale auprès des utilisateurs de véhicules électriques, Enedis, Septembre 2023

135. Estimation de 50% de l'autonomie WLTP - test ADAC sur 25 modèles (Janvier 2025)

136. Global EV Outlook, AIE, 2024

137. État des lieux des mobilités courte et longue distance, Autorité de régulation des transports, Décembre 2022

138. Chiffres clés - ASFA, Juillet 2025

139. Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TEPCV), 2015

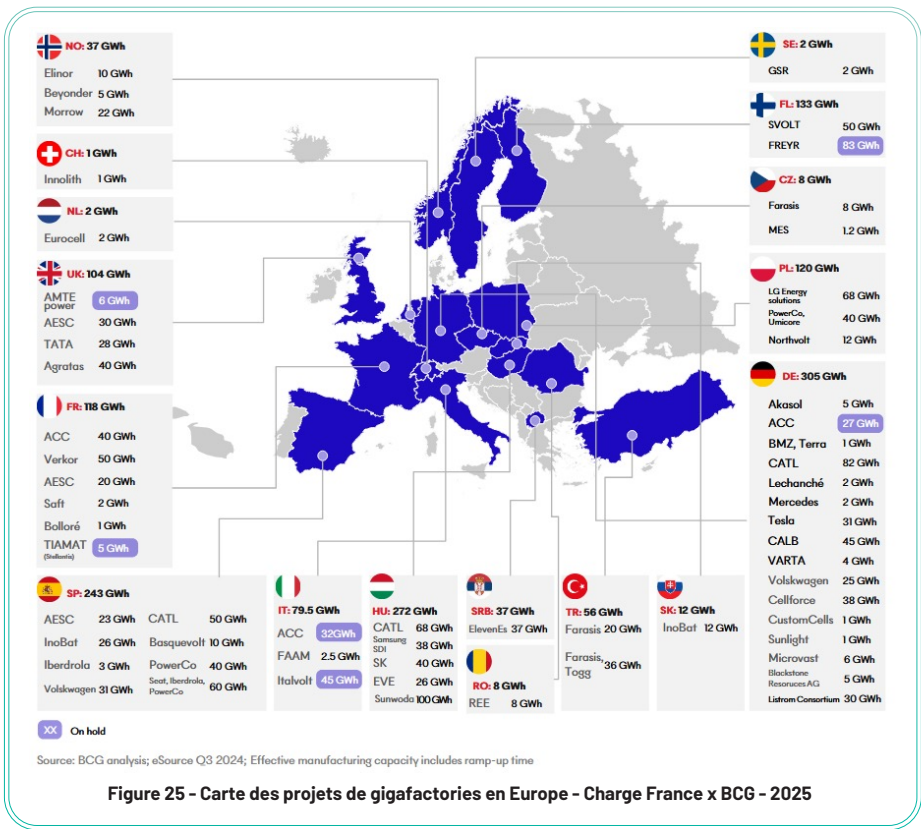
**Idée reçue #27 I**  
*Par manque d'alternative, les batteries sont fabriquées dans des pays aux normes sociales et environnementales non exigeantes.*

**DE MOINS EN MOINS VRAI.**  
**La chaîne de valeur des batteries se relocalise en Europe et dans des pays partenaires à normes élevées.**  
**L'UE impose désormais des exigences sociales, environnementales et de traçabilité à toutes les batteries mises sur son marché, quel que soit leur lieu de fabrication.**  
**Les évolutions technologiques des batteries permettent de s'affranchir des métaux critiques.**

**A** fin 2024, 67% des batteries lithium ion automobiles étaient produites en Chine, avec une chaîne d'approvisionnement diverse de Bolivie, du Chili (lithium), de RDC (cobalt) ou d'Indonésie (nickel).

**Relocalisation de la production de batteries**

L'Europe poursuit actuellement des objectifs de réintégration de la capacité de production de ces batteries. L'Europe dispose déjà d'une capacité nominale de production de cellules d'environ 190 GWh/an (2024), avec un potentiel estimé à 470 GWh à moyen terme si les projets annoncés se concrétisent. Des gigafactories sont ouvertes ou financées : ACC à Douvrin opère un premier bloc de 15 GWh, et Verkor (Dunkerque) a sécurisé près de 1,3 Md € de financement pour une capacité initiale 16 GWh dès 2025.





---

## Exigences accrues sur les batteries importées

---

À partir d'août 2027, l'UE rendra obligatoire une diligence raisonnable sur les matières premières (cobalt, lithium, nickel, graphite). Les sous-traitants devront prouver la transparence de leurs chaînes d'approvisionnement.

Dès 2026, chaque batterie devra déclarer son empreinte carbone. En 2027, un passeport numérique sera obligatoire pour les batteries de véhicules et industrielles, regroupant toutes les données de traçabilité.

En parallèle, l'Acte sur les matières premières critiques (CRMA) fixe des jalons 2030 : 10 % des besoins extraits dans l'UE, 40 % traités dans l'UE, 25 % couverts par le recyclage, et moins de 65 % de dépendance à un seul pays par matériau. Ces règles s'appuient sur les lignes directrices de l'OCDE et sur des audits indépendants. Plusieurs constructeurs appliquent déjà ces standards : Mercedes-Benz notamment ne s'approvisionne qu'auprès de mines auditées par l'IRMA. Par ailleurs, des partenariats stratégiques ont été signés avec le Canada, l'Australie, le Chili et la Namibie afin de sécuriser l'approvisionnement dans un cadre durable.

---

## Évolutions technologiques

---

Enfin, la technologie des batteries évolue elle aussi vers des compositions plus durables. Les chimies LFP (sans nickel ni cobalt, critiquées pour leurs conditions d'exploitation) représentaient près de la moitié du marché mondial en 2024<sup>140</sup>. D'autres alternatives, comme le sodium-ion, sont déjà en phase de pré-industrialisation en Europe et en Asie, offrant la perspective d'une batterie produite à partir de minerais locaux et abondants.



---

-Source :

140. Global EV Outlook, Agence Internationale de l'Énergie, 2025



## Idée reçue #28 I

Les voitures électriques polluent plus que les voitures thermiques.

**FAUX.**

Sur l'ensemble du cycle de vie du véhicule, l'électrique émet moins de CO<sup>2</sup> que le thermique. Le cas français est particulièrement vertueux grâce à un mix électrique décarboné.

**A** l'usage, une voiture électrique présente des externalités positives majeures : absence d'émissions locales de CO<sup>2</sup>, de NOx et de particules fines, ce qui améliore directement la qualité de l'air, et réduction du bruit en milieu urbain.

Mais une analyse complète du « puits à la roue » doit inclure l'extraction des matières premières, la production et l'assemblage du véhicule, son usage et sa fin de vie. À la sortie de l'usine, une voiture électrique a un bilan carbone supérieur à une thermique, en raison de la fabrication de la batterie qui augmente l'empreinte de 30 à 50 %. Toutefois, cet excédent est compensé rapidement à l'usage, grâce à l'absence d'émissions directes lors de la conduite et au rendement énergétique supérieur du moteur électrique.

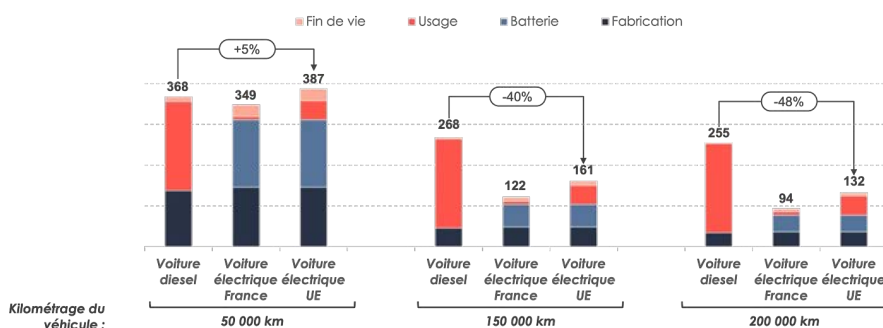
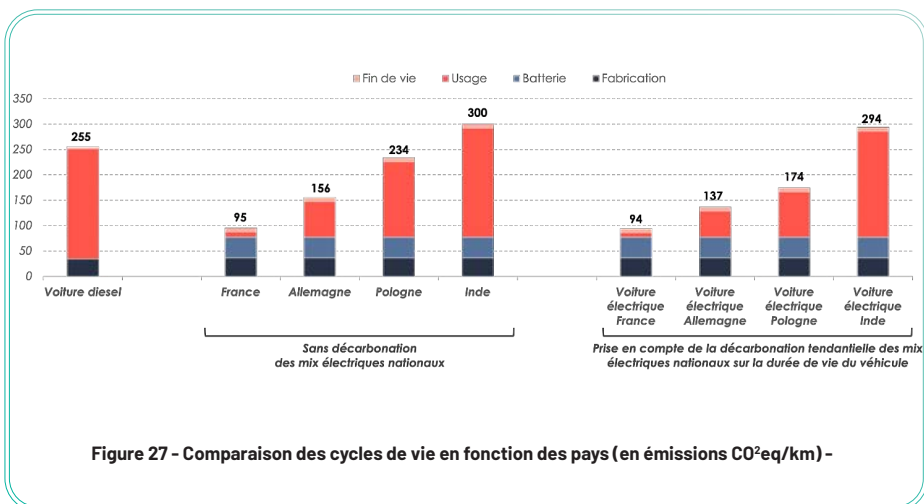


Figure 26 - Analyse du cycle de vie des véhicules (en émissions CO<sub>2</sub>eq/km) – Carbone 4 - Juin 2025<sup>141</sup>

Comme pour le Total Cost Ownership [voir Idée reçue #21], la parité carbone de la voiture électrique se situe aux alentours de 50 000 km. Tout kilomètre supplémentaire est un gain économique et écologique certain par rapport à un véhicule thermique.

Le point de bascule, ou parité carbone, dépend également du mix électrique du pays. Avec le mix électrique français, il est atteint aux alentours de 30 000 km. Dans les pays où l'électricité repose davantage sur le charbon ou le gaz, comme l'Allemagne ou certains pays d'Europe de l'Est, ce seuil double ou triple.

En pratique, un conducteur français roule en moyenne entre 9 500 et 14 000 km par an<sup>142</sup>, ce qui permet de compenser la dette carbone en près de deux ans. Sur la durée de vie garantie de 8 ans d'un véhicule, l'avantage est donc très net.



Le modèle du véhicule joue également un rôle : une citadine électrique a une empreinte deux fois moindre qu'un SUV<sup>143</sup>. Les hybrides rechargeables sont parfois présentées comme une solution intermédiaire, mais dans la réalité, ils roulent en mode électrique seulement 45 à 50 % du temps, et parfois à peine 10 à 15 % dans le cas des flottes d'entreprise<sup>144</sup>. Leur bilan carbone est donc deux à cinq fois moins bon que ce qu'indiquent les tests officiels.

### Déploiement du véhicule électrique et décarbonation : de nombreuses synergies

Le déploiement des voitures électriques s'inscrit parfaitement dans la dynamique de décarbonation : plus l'électricité sera décarbonée, plus l'empreinte du véhicule sera faible.

Les véhicules contribueront positivement au soutien du réseau grâce à une recharge optimisée (smart charging et véhicule-to-grid)<sup>145</sup> permettant un meilleur équilibrage du réseau.

L'avantage de l'électrique s'accroît aussi grâce à l'amélioration des procédés industriels et au développement de filières de recyclage. L'Europe prévoit à moyen terme 700 GWh de capacité de traitement de batteries<sup>146</sup>, ce qui permettra de réduire significativement l'empreinte amont de la fabrication. Le recyclage des métaux critiques comme le lithium, le nickel ou le cobalt diminue l'intensité énergétique de production des nouvelles batteries.

-Source :

141. Les idées reçues sur la voiture électrique, Carbone 4, Juin 2025

Life-cycle greenhouse gas emissions from passenger cars in the European Union, ICCT, Juillet 2025 - comparaison sur 240 000 km

142. Parcours annuel moyen d'une voiture en France, Statista, Novembre 2024

143. Carboncounter.com, MIT Lab, 2023

144. Real-world usage of plug-in hybrid vehicles in Europe: A 2022 update on fuel consumption, electric driving, and CO<sup>2</sup> emissions, ICCT, Juin 2022

145. Vehicle-to-Grid technology: Opportunities, challenges, and future prospects for sustainable transportation, Prabhakara Rao & al, Février 2025

146. Why BEVs outperform PHEVs and Range-Extended EVs for light transport decarbonization by 2035 in Europe, Charge x BCG, Septembre 2025

andera  
PARTNERS



**ÉNERGIES ET PRÉJUGÉS:**  
LUMIÈRE SUR LES IDÉES REÇUES DE  
LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE